

KÁTIA LUCIANE NEIRA

**CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIOS
PARCIALMENTE CHEIOS E CONFIABILIDADE CONSTANTE**

Dissertação apresentada como requisito parcial
à obtenção do grau de Mestre, pelo Curso de
Pós-Graduação em Engenharia de Recursos
Hídricos e Ambiental, do Setor de Tecnologia
da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Heinz Dieter O. A. Fill, PhD

Co-orientador: Prof. Prof. Eloy Kaviski, Msc

**CURITIBA
2005**

KÁTIA LUCIANE NEIRA

**CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIOS
PARCIALMENTE CHEIOS E CONFIABILIDADE CONSTANTE**

Dissertação apresentada como requisito parcial
à obtenção do grau de Mestre, pelo Curso de
Pós-Graduação em Engenharia de Recursos
Hídricos e Ambiental, do Setor de Tecnologia
da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Heinz Dieter O. A. Fill, PhD

Co-orientador: Prof. Eloy Kaviski, Msc

**CURITIBA
2005**

KÁTIA LUCIANE NEIRA

**CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIOS
PARCIALMENTE CHEIOS E CONFIABILIDADE CONSTANTE**

Dissertação apresentada como requisito parcial
à obtenção do grau de Mestre, pelo Curso de
Pós-Graduação em Engenharia de Recursos
Hídricos e Ambiental, do Setor de Tecnologia
da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Heinz O. A. Dieter Fill, PhD

Co-orientador: Prof. Eloy Kaviski, Msc

**CURITIBA
2005**

FICHA CATALOGRÁFICA

NEIRA, Kátia Luciane.

Determinação de Curvas de Regularização para Reservatórios parcialmente Cheios e Confiabilidade Condicionada Constante/Kátia Luciane Neira – Curitiba, 2005.

xix, 173 f.

Dissertação (Mestrado) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

1. Método de Monte Carlo. 2. Séries sintéticas de energia. 3. Método da energia natural. 4. Curva de regularização. 5. Planejamento de racionamento.

CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIOS PARCIALMENTE CHEIOS E CONFIABILIDADE CONSTANTE

KÁTIA LUCIANE NEIRA

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela comissão formada pelos professores:

Orientador:

Prof. Heinz Dieter O. A. Fill, PhD
Universidade Federal do Paraná - UFPR

Co-Orientador:

Prof. Eloy Kaviski, Msc
Universidade Federal do Paraná - UFPR

Membros:

Prof. Ruy Fernando Sant'Ana, PhD
Companhia Paranaense de Energia - COPEL

Prof. Marcelo Rodrigues Bessa, PhD
Universidade Federal do Paraná - UFPR

Curitiba, 03 de Novembro de 2005

Ao inspirador, admirável e apaixonante Flávio, dedico.

AGRADECIMENTOS

A realização deste curso de pós-graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental somente foi possível através da contribuição de pessoas às quais estou ligada acadêmica e profissionalmente e que agradeço em especial:

Ao meu orientador, Prof. Heinz D. O. A. Fill, por seu extremo conhecimento, paciência, e tempo dedicado à minha dissertação, sempre esclarecendo de forma exímia minhas dúvidas, nunca ocupado demais para me atender.

Ao meu co-orientador, Prof. Eloy Kaviski, por sua atenção, paciência, intensa e primorosa orientação computacional dessa dissertação.

À Francisco L. S. Gomide pela sugestão de um tema tão interessante.

Ao coordenador do curso de pós-graduação Cristóvão Fernandes, por seu exemplo de dedicação a este curso.

Às professoras Mirian M. Mine e Maria Cristina B. Braga por seu apoio.

Ao professor José Marques Filho por seu auxílio e incentivo.

À Carolina Ferreira Enomoto por sempre dividir comigo seus conhecimentos.

Aos colegas do curso de pós-graduação Márcia Chella e Wellington Mazzer pelo apoio e auxílio em diversas fases da elaboração desse trabalho.

À Claudia Marilia Lisicki, Carminha Alves Souza e os demais funcionários do Departamento de Hidráulica e Saneamento que gentilmente me atenderam durante todo o tempo do curso.

Ao Bal. em informática Cristiano Burg pelo apoio em linguagem de programação.

Às Colegas Mara Bufrem Bossan Senna e Helena Maria de Oliveira Vita pela atenção e paciência durante as minhas pesquisas na biblioteca do CEHPAR.

Aos professores e colegas do curso de pós-graduação por dividirem comigo seu conhecimento.

Ao Eng. Pedro Anselmo Beppler por sempre dividir comigo seus brilhantes conhecimentos e experiências.

Ao Eng. Pedro A. Scaramella Beppler por seu incentivo e apoio durante os meus estudos.

Ao Eng. Silvio Cintra por todo seu auxílio e encaminhamento no início de minha carreira.

À Brás Lomônaco e José Bonifácio Pinto Junior por sempre me apoiarem durante a realização deste trabalho e também profissionalmente.

Aos colegas de trabalho da Votorantim Cimentos, em especial à Andréa Severi, Maki Tokudome e Fábio Rossini por dividirem comigo suas experiências.

Aos colegas de trabalho, Bal. em História Márcia Bertol, Eng. Milton F. Santos Jr., Eng^a Fernanda F. Castro, Eng. Iwan Sabatella por me apoiarem no início dos meus estudos.

Não poderia deixar de agradecer às pessoas que me ajudaram de forma pessoal:

Aos meus pais, Israel e Jane agradeço em especial, que além do amor, sempre estiveram ao meu lado em todos os momentos. À vocês, não dedico somente esta dissertação, mas toda a minha carreira.

À minhas irmãs, Karen e Juliana e meu sobrinho Gabriel (e pelos que já estão por vir), pelo amor, atenção e incentivo, mesmo nos momentos em que estive ausente.

Ao meu amor, Flávio Lopes Jr., pelas madrugadas não dormidas ao meu lado, auxiliando em diversas fases dessa dissertação e por sempre entender quando não havia olhos para ele.

À minha família e amigos pela ajuda indireta na realização deste trabalho.

À minha afilhada Isabela pelo amor que sempre deu nos momentos ausentes.

Às minhas madrinhas Mara e Janete por sempre acreditarem em mim.

À Mariana Lopes e Vanessa Bridi por entenderem minha ausência em alguns momentos essenciais.

À Dra. Juceane Mattos por sempre acreditar mais em mim do que eu mesma e me ajudar a enxergar que seria possível.

À Dra. Letícia Ribas por sua atenção e carinho.

À todos pela amizade.

Agradeço também aos milhões de contribuintes brasileiros que permitiram a minha formação superior e pós-graduação gratuita.

À Deus por tudo.

“No confronto entre a água e a rocha, a água sempre ganha,
não pela força, mas pela perseverança.”

- H. Jackson Brown

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	ix
LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE SIGLAS.....	xiv
LISTA DE ABREVIATURAS, SÍMBOLOS E UNIDADES	xv
RESUMO.....	xviii
ABSTRACT	xix
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 EXPOSIÇÃO DO ASSUNTO	1
1.2 OBJETIVO.....	4
1.3 JUSTIFICATIVA.....	5
1.4 PANORAMA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO	6
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	9
2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	11
2.1 CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA GERADOR.....	11
2.1.1 O Atendimento ao Mercado	12
2.1.2 Critérios de Suprimento	15
2.2 CRITÉRIOS DETERMINÍSTICOS DE SUPRIMENTO	15
2.2.1 Considerações Gerais	15
2.2.2 Complementação Termelétrica	19
2.2.3 Uso Ótimo da Complementação Térmica	23
2.3 CRITÉRIOS PROBABILÍSTICOS DE SUPRIMENTO	32
2.4 MÉTODO DA ENERGIA NATURAL	36
2.5 SIMULAÇÃO INDIVIDUALIZADA.....	40
2.6 PLANEJAMENTO DE OPERAÇÃO	41
2.6.1 Formulação Geral do Problema	41
2.6.2 Racionamento Preventivo	45
2.7 TEORIA ESTOCÁSTICA DOS RESERVATÓRIOS	47
2.7.1 A Teoria do Déficit	49
2.7.2 Afluências Independentes em Série	51
2.7.3 Resultados Independentes da Condição Inicial.....	53
2.7.4 Tempo de Retorno	56
2.7.5 Afluências Dependentes em Série.....	58
2.8 O MÉTODO DE MONTE CARLO.....	59
2.9 GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS.....	64
2.9.1 Escolha do Modelo Estocástico	65
2.9.2 Estimativa dos Parâmetros	66
2.9.3 Verificação e Validação do Modelo.....	71

2.9.4	Modelagem de Séries Anuais.....	72
2.9.5	Distribuição Marginal de Probabilidades.....	73
2.9.6	Persistência.....	80
2.9.7	Modelagem de Séries Mensais.....	85
2.10	A CURVA DE REGULARIZAÇÃO.....	86
2.10.1	Considerações Gerais	86
2.10.2	Afluência Garantida sem Armazenamento	88
3	MÉTODOS DE ANÁLISE E RESULTADOS	92
3.1	DADOS BÁSICOS	92
3.2	DETERMINAÇÃO DA ENERGIA FIRME E PERÍODO CRÍTICO	100
3.3	ESTUDOS REALIZADOS PARA SÉRIE HISTÓRICA COM PERÍODO 1931-1995	101
3.3.1	Distribuição Marginal e Persistência	101
3.3.2	Geração de Séries Sintéticas Anuais	104
3.3.3	Desagregação das Séries Anuais em Mensais.....	107
3.3.4	Determinação do Máximo Déficit Acumulado	108
3.3.5	Verificação e Validação do Modelo.....	109
3.3.5.1	Análise das médias das séries geradas	110
3.3.5.2	Análise do desvio padrão	111
3.3.5.3	Análise do coeficiente de autocorrelação.....	113
3.3.5.4	Análise do máximo déficit acumulado.....	114
3.3.6	Determinação das Curvas de Regularização para Reservatórios Inicialmente Cheios.....	117
3.3.7	Determinação de Curvas de Regularização para Reservatórios Parcialmente Cheios e Confiabilidade Constante	123
3.4	ESTUDOS REALIZADOS PARA SÉRIE HISTÓRICA COM PERÍODO 1931-1980	129
3.4.1	Distribuição Marginal e Persistência	129
3.4.2	Geração de Séries Sintéticas Anuais	131
3.4.3	Desagregação das Séries Anuais em Mensais.....	131
3.4.4	Determinação do Máximo Déficit Acumulado	131
3.4.5	Verificação e Validação do Modelo.....	132
3.4.5.1	Análise das médias das séries geradas	132
3.4.5.2	Análise do desvio padrão	133
3.4.5.3	Análise do coeficiente de autocorrelação.....	134
3.4.5.4	Análise do máximo déficit acumulado.....	134
3.4.6	Determinação das Curvas de Regularização para Reservatórios Inicialmente Cheios.....	136
3.4.7	Determinação de Curvas de Regularização para Reservatórios Parcialmente Cheios e Confiabilidade Constante	140
4	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	145

5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	152
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	154
	ANEXOS	163

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – VAZÃO GARANTIDA SEM ARMAZENAMENTO	91
TABELA 2 – ENERGIAS AFLUENTES MÉDIAS MENS AIS E MLT.....	93
TABELA 3 – MÉDIAS MÓVEIS COM INTERVALO DE 20 ANOS DOS COEFICIENTES DE AUTOCORRELAÇÃO ANUAL DA SÉRIE HISTÓRICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL SUL-SUDESTE.....	96
TABELA 4 – COEFICIENTES DE AUTOCORRELAÇÃO ANUAL DA SÉRIE HISTÓRICA DE ENERGIAS AFLUENTES DO SISTEMA SUL-SUDESTE PARA SUBSÉRIES TERMINANDO EM DIFERENTES ANOS	98
TABELA 5 – MOMENTOS DOS LOGARÍTMOS DETERMINADOS PARA A DISTRIBUIÇÃO LN2.....	102
TABELA 6 – MOMENTOS DOS LOGARÍTMOS DETERMINADOS PARA A DISTRIBUIÇÃO LN3.....	102
TABELA 7 – PARÂMETROS BÁSICOS CALCULADOS A PARTIR DAS SÉRIES GERADAS	109
TABELA 8 – PROBABILIDADE DE FALHA PARA 1000 SÉRIES EM DIVERSOS TEMPOS DE RECORRÊNCIA	120
TABELA 9 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 50 ANOS.....	125
TABELA 10 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 100 ANOS.....	125
TABELA 11 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 150 ANOS.....	127
TABELA 12 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA 1952-1995	128
TABELA 13 – MOMENTOS DETERMINADOS PARA A DISTRIBUIÇÃO LN2.....	129
TABELA 14 – MOMENTOS DETERMINADOS PARA A DISTRIBUIÇÃO LN3.....	129
TABELA 15 – PARÂMETROS BÁSICOS CALCULADOS A PARTIR DAS SÉRIES GERADAS PARA A SÉRIE HISTÓRICA REDUZIDA	132
TABELA 16 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 50 ANOS.....	141

TABELA 17 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 70 ANOS	141
TABELA 18 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 100 ANOS	142
TABELA 19 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA - 1943-1980 E 1952-1980	144
TABELA 20 – DADOS ESTATÍSTICOS UTILIZADOS PARA GERAÇÃO DAS SÉRIES SINTÉTICAS	145
TABELA 21 – ARMAZENAMENTO OBTIDO COM OS PARÂMETROS DOS PERÍODOS DE 1931-1980 E 1931-1995	148
TABELA 22 – DADOS DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA TEMPO DE RETORNO DE 70 ANOS (1931-1980) E 100 ANOS (1931-1995) E SÉRIE HISTÓRICA.....	148
TABELA 23 – ENERGIA GARANTIDA (MWMÉD) PARA RESERVATÓRIOS PARCIALMENTE CHEIOS – TR 70 ANOS (31-80) E TR 100 ANOS (31-95) E HISTÓRICA.....	149

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – EVOLUÇÃO DA EXPANSÃO DO SISTEMA	12
FIGURA 2 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA APLICAÇÃO DO CRITÉRIO DETERMINÍSTICO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA	17
FIGURA 3 – CURVA LIMITE INFERIOR DE ARMAZENAMENTO.....	20
FIGURA 4 – COMPLEMENTAÇÃO DE ENERGIA TÉRMICA	22
FIGURA 5 – OPERAÇÃO INTEGRADA (CURVA-GUIA DO PRIMEIRO ANO)	25
FIGURA 6 – OPERAÇÃO INTEGRADA (CURVA-GUIA DO SEGUNDO ANO)	26
FIGURA 7 – OTIMIZAÇÃO DA COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA	28
FIGURA 8 – DETERMINAÇÃO DA ENERGIA GARANTIDA A UM RISCO PRÉ-FIXADO.....	34
FIGURA 9 – REPRESENTAÇÃO DOS PERÍODOS SECOS	35
FIGURA 10 – ESQUEMA DE RATEIO DA ENERGIA GARANTIDA.....	35
FIGURA 11 – CURVA DIFERENCIAL DE MASSA E CURVA DIFERENCIAL DE MASSA CENSURADA.....	50
FIGURA 12 – REPRESENTAÇÃO DO MÉTODO DE MONTE CARLO	61
FIGURA 13 – RELAÇÃO ENTRE O COEFICIENTE DE VARIAÇÃO E O COEFICIENTE DE ASSIMETRIA PARA SÉRIES DE VAZÕES ANUAIS DE 140 RIOS DE TODO MUNDO	78
FIGURA 14 – RELAÇÃO ENTRE VAZÕES DE ANOS CONSECUTIVOS PARA O RIO PARAÍBA DO SUL EM BARRA DO PIRAÍ.....	82
FIGURA 15 – DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA EMPÍRICA DAS VAZÕES ANUAIS DO RIO PARAÍBA DO SUL EM PARRA DO PIRAÍ.....	83
FIGURA 16 – MÉDIAS MÓVEIS PARA INTERVALO DE 20 ANOS - COEFICIENTES DE AUTOCORRELAÇÃO ANUAL DA SÉRIE HISTÓRICA DE ENERGIAS AFLUENTES DO SISTEMA SUL-SUDESTE.....	95
FIGURA 17 – COEFICIENTES DE AUTOCORRELAÇÃO ANUAL DA SÉRIE HISTÓRICA DE ENERGIAS AFLUENTES DO SISTEMA SUL-SUDESTE PARA SUBSÉRIES TERMINANDO EM DIFERENTES ANOS	97
FIGURA 18 – COMPARAÇÃO ENTRE AS DISTRIBUIÇÕES LN2 E LN3.....	103
FIGURA 19 – DISTRIBUIÇÃO DO MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO MENSAL.....	116
FIGURA 20 – DISTRIBUIÇÃO DO MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO ANUAL	116
FIGURA 21 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA TEMPOS DE RETORNO SELECIONADOS	121

FIGURA 22 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO HISTÓRICA	121
FIGURA 23 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS – COMPARAÇÃO ENTRE TR-100 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA.....	122
FIGURA 24 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS –COMPARAÇÃO ENTRE TR-150 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA.....	122
FIGURA 25 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 50 ANOS	125
FIGURA 26 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 100 ANOS	126
FIGURA 27 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 150 ANOS	126
FIGURA 28 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA	127
FIGURA 29 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA 1952-1995	128
FIGURA 30 – COMPARAÇÃO ENTRE AS DISTRIBUIÇÕES LN2 E LN3.....	130
FIGURA 31 – DISTRIBUIÇÃO DO MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO MENSAL.....	135
FIGURA 32 – DISTRIBUIÇÃO DO MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO ANUAL	135
FIGURA 33 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA TEMPOS DE RETORNO SELECIONADOS.....	137
FIGURA 34 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO HISTÓRICA	138
FIGURA 35 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS–COMPARAÇÃO ENTRE TR-50 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA.....	138
FIGURA 36 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS–COMPARAÇÃO ENTRE TR-70 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA.....	139
FIGURA 37 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS–COMPARAÇÃO ENTRE TR-100 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA.....	139
FIGURA 38 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 50 ANOS	140
FIGURA 39 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 70 ANOS	141
FIGURA 40 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 100 ANOS	142
FIGURA 41 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA 1931-1980.....	143

FIGURA 42 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA 1943-1980 E 1952-1980	143
FIGURA 43 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DAS DUAS SÉRIES SINTÉTICAS COM TR 50 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA	146
FIGURA 44 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DAS DUAS SÉRIES SINTÉTICAS COM TR 100 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA	147
FIGURA 45 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DAS DUAS SÉRIES SINTÉTICAS COM TR 150 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA	147

LISTA DE SIGLAS

ANELL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CANAMBRA	- Consulting Engineers Ltd.
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CEHPAR	- Centro de Hidráulica e Hidrologia Professor Parigot de Souza
CEMIG	- Companhia Energética de Minas Gerais
CNPE	- Conselho Nacional de Política Energética
CNPq	- Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
ELETROBRÁS	- Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
GCPS	- Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas
GCOI	- Grupo Coordenador para a Operação Interligada
GTCM	- Grupo de Trabalho de Metodologias e Critérios
GCE	- Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
LACTEC	- Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
MAE	- Mercado Atacadista de Energia
MME	- Ministério de Minas e Energia
MRE	- Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	- Operador Nacional do Sistema
PDE	- Programação Dinâmica Estocástica
PPCC	- Probability Plot Correlation Coefficient (Teste de aderência dos coeficiente de correlação)

LISTA DE ABREVIATURAS

App.	- Appendix (Apêndice)
ad-hoc	- não definido
apud.	- citado por
Cap.	- Capítulo
dez.	- dezembro
e.g.	- Exemplo Geral
et al.	- Expressão derivada do latim et alli “e outros (as)”
i.e.	- isto é
iid	- independente e identicamente distribuído
jul.	- julho
mar.	- março
Máx.	- Máximo
Méd.	- Médio
Min.	- Mínimo
n.	- número
nov.	- novembro
out.	- outubro
p.	- Página
Res.	- Resolução
v.	- volume (referente à volume de periódicos e livros)
vs.	- versos

LISTA DE SÍMBOLOS

$\%$	- Porcentagem;
γ	- coeficiente de assimetria;
μ	- média;
ρ	- coeficiente autocorrelação;
σ	- desvio padrão;
σ^2	- variância;
$D_{máx}$	- máximo déficit acumulado;
$D(t)$	- déficit acumulado no tempo t ;
E_f	- energia firme do sistema (demanda – MWméd);
E_t	- energia natural afluyente no tempo t (MWméd);
\bar{E}_t	- energia natural média (MWméd);
n	- extensão do período analisado (meses);
p	- proporção de valores observados nas séries geradas dentro do intervalo especificado;
p_0	- proporção de valores no intervalo específico resultante da distribuição normal;
$S_{máx}$	- armazenamento máximo do sistema (MWmês);
$S_{mín}$	- armazenamento de energia mínimo (MWmês);
S_0	- armazenamento de energia inicial no período (MWmês);
S_t	- armazenamento de energia no tempo t (MWmês);
Y_t	- variável aleatória normal padrão;
z	- score;

Z_t - variáveis aleatórias autoregressivas geradas, distribuídas normal padrão.

LISTA DE UNIDADES

k	- Quilo (10^3)
s	- Segundos
h	- Hora
W	- Watt (1J/s)
M	- Mega (10^6)
m	- Metro
m ²	- Metro Quadrado (área)
R\$	- Reais

RESUMO

A presente dissertação visa estabelecer a capacidade de atendimento de um sistema elétrico interligado constituído exclusivamente de usinas hidrelétricas em função do estado inicial do reservatório de energia. Uma política de atendimento razoável é manter constante o risco de falha futura do sistema considerando a cada momento o estado do reservatório de regularização. Isso evidentemente implica em uma redução da geração hidrelétrica quando o estado inicial dos reservatórios está abaixo do armazenamento máximo. Essa redução pode ser suprida por usinas térmicas complementares, porém na impossibilidade do uso desta fonte de geração implicará em racionamento. É proposto um método para avaliar essa redução por meio de simulações de Monte Carlo usando séries sintéticas de energias naturais afluentes. Para a geração das séries sintéticas analisaram-se dois cenários distintos, um utilizando estatísticas da série histórica completa, de 1931-1995 e outro usando uma sub-série de 1931-1980 e que resultou em um coeficiente de autocorrelação mais coerente com estudos energéticos anteriores. A comparação entre os resultados da série histórica e das séries sintéticas mostra que a energia firme histórica corresponde a um tempo de retorno de aproximadamente 100 para a série completa e cerca de 70 anos para a sub-série 1931-1980. Conclui-se que a avaliação da redução da energia garantida para o reservatório de energia parcialmente cheio é viável e que o método pode ser utilizado na prática para estabelecer critérios de operação térmica e racionamento preventivo do sistema hidrotérmico brasileiro. Analisou-se também a determinação da redução da energia firme em função do armazenamento inicial ao simular o sistema ao longo do período histórico. Neste caso a redução, além do valor do armazenamento inicial, depende também do ano do histórico no qual se inicia a simulação. Esse ponto coloca a questão de que para decidir na prática sobre o valor da redução da geração hidráulica deve-se considerar se possível além do estado do reservatório, o cenário futuro das afluições.

PALAVRAS-CHAVE: Método de Monte Carlo, séries sintéticas de energias, método da energia natural, curva de regularização, planejamento de racionamento.

ABSTRACT

This thesis aims to establish the power supply capability of an all hydro interconnected electric system as a function of the energy storage initial state. A reasonable supply policy would be to keep the risk of future energy shortage constant considering at any time the available regulating storage. Obviously this implies reducing the hydropower generation whenever the available storage is less than the maximum storage capacity. The loss of hydropower generation may be supplied by thermal stand-by plants or in absence of this source supply cuts should be imposed. This thesis proposes a method to evaluate reduction of hydropower supply using Monte Carlo simulations with synthetic streamflow series. Synthetic streamflow generation used two distinct scenarios, one using statistics from the complete available historic natural energy series (1931-1995) and the other using the statistics from a sub-series covering 50 years of record (1931-1980). The sub-series presented an autocorrelation coefficient which was believed to be more realistic because of its similarity with other previous power supply studies. Comparison of the results using the historic and synthetic energy series shows that the firm energy corresponds to a return period approximate 100 years for the 1931-1995 case and to approximate 70 years for the 1931-1980 case. This study concludes that the evaluation of the supply reduction is feasible and that the method can be used as a basis for programming thermal operation and power shortage in the Brazilian hydrothermal system. The reduction of firm energy has also been analysed simulating the system over the historic natural energy hydrograph. In this case the reduction depends beside the initial state of the energy storage also on the starting year of the simulation. This shows that in practice, when the reduction of hydrogeneration should be decided considering together with the available storage the future energy inflows would improve the operation policy.

KEYWORDS: Monte Carlo simulation, Synthetic energy inflows, Natural energy hydrograph method, storage-yield relationship, power shortage planning.

1 INTRODUÇÃO

1.1 EXPOSIÇÃO DO ASSUNTO

A falta de investimento no setor elétrico, principalmente nas duas últimas décadas tem sido um grande entrave ao crescimento econômico brasileiro, que fica refém das adversidades hidrológicas e de falhas no planejamento do sistema. Déficits no sistema elétrico, como o ocorrido em 2001, causam grandes prejuízos à economia e desaceleram o crescimento do país.

É de grande interesse para um país voltado ao desenvolvimento encontrar meios de minimizar os riscos de novas crises energéticas.

A minimização de riscos não é somente uma preocupação brasileira. Diversos países, como Inglaterra, Estados Unidos e Nova Zelândia, procurando tornar seus sistemas elétricos mais confiáveis, iniciaram reformas em seus modelos regulatórios no início da década de 90.

O Brasil, seguindo estes passos, procurou reformular o setor elétrico em meados dos anos 90, introduzindo reformas profundas com privatizações e a tentativa de implantar uma política de incentivos à competição. Entretanto devido aos ganhos decorrentes da diversidade hidrológica verificou-se a necessidade de preservar os benefícios da operação integrada e otimizada do sistema. Essa necessidade levou à criação do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

O MRE é um mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico e de rateio do retorno financeiro associado à otimização do sistema hidrotérmico. Essa otimização é realizada através de um despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

Várias alterações já ocorreram desde o modelo inicial, até o momento. Atualmente, a expansão do setor elétrico é prevista mediante planejamento e contratação de energia através de contratos regulamentados e livres.

Em ambientes de contratação livre, dá-se a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados.

O ambiente regulado, também denominado de ambiente pool (mercado centralizado em que diferentes preços são pagos a diferentes fornecedores no mesmo local, ao mesmo tempo), possui tarifas de suprimento reguladas.

A comercialização nesses ambientes é realizada por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, que substituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pela Lei n. 10.848/04 (BRASIL, 2004).

Entretanto, mesmo encontrando estímulos que incentivem os investimentos no setor, continua sendo primordial a prevenção de novos colapsos energéticos, através de medidas tomadas na operação do sistema que minimizem os riscos de falta de energia.

Com este objetivo, tem sido proposta a operação dos reservatórios dos aproveitamentos hidrelétricos do sistema interligado, mantendo o risco do seu esvaziamento completo sempre abaixo de um valor limite.

Na iminência da violação desse princípio deve-se iniciar um racionamento energético preventivo controlado e com intensidade menor, causando um impacto inferior em todos os setores da sociedade, comparado a situação descontrolada resultante do esvaziamento total dos reservatórios.

A análise do desempenho de um sistema hidrelétrico interligado pode ser efetuada através do chamado método da energia natural (CANAMBRA, 1969). FILL (1980), comparando esse método ao resultado de simulações detalhadas, concluiu que o erro não ultrapassa 5%, o que devido às incertezas envolvendo dados básicos pode ser considerado aceitável.

O método da energia natural apresenta um enfoque bastante simplificado para a simulação de um sistema hidrelétrico, mas conduz a excelentes resultados globais, principalmente se as várias usinas que compõem o sistema são dotadas de boa regularização e, as interconexões elétricas entre usinas não apresentam limitações

importantes. Suas limitações dizem respeito a locais moderadamente regularizados hidraulicamente (CANAMBRA, 1969).

É necessário ter em mente que a operação de um sistema gerador de energia elétrica requer a regularização de energia e não de vazões. Apesar de parecer que essas duas regularizações ocorrem conjuntamente, este não é necessariamente o caso para sistemas maiores. Duas componentes básicas entram na simulação de um sistema hidráulico: as vazões naturais e a capacidade de regularização dos reservatórios. Essas duas componentes podem ser convertidas na forma de energia usando as produtividades das usinas visando uma regularização de energia. Desta forma as energias afluentes às usinas e as capacidades energéticas dos reservatórios podem ser somadas (FILL, 1980).

Assim, um sistema totalmente interligado e com capacidade de regularização bem distribuída apresenta-se similar a um reservatório único, que deve regularizar retiradas de água, e onde o conceito de curva de regularização permite determinar a vazão garantida em função do volume útil disponível e do grau de confiabilidade.

A utilização de uma curva de regularização, para um dado risco, e considerando como volume útil inicial um estado de enchimento parcial do reservatório, permite estimar qual redução da vazão regularizada, à medida que o reservatório seja esvaziado, é necessário para manter o risco de falha constante.

Usando-se a curva de regularização tradicional, relacionando vazão garantida com volume útil, assume-se que a parcela do reservatório que está vazia não pode ser usada na regularização futura de vazões. Através de simulações de Monte Carlo é possível determinar curvas de regularização para os reservatórios parcialmente cheios que permitam o uso dessa parcela, desde que haja excedente de vazões afluentes antes do esvaziamento do reservatório.

Essa idéia pode ser aplicada igualmente à operação de um sistema hidrelétrico. Neste caso, reduz-se a parcela da carga atendida pelas hidrelétricas (à custa de um aumento na geração termelétrica ou em situações extremas por racionamento) à medida que a energia armazenada no sistema diminui, procurando-se sempre manter

constante a confiabilidade futura do sistema, condicionada ao estado atual dos reservatórios.

1.2 OBJETIVO

Na operação de um sistema hidrelétrico, dado o caráter aleatório das vazões naturais e o tamanho finito dos reservatórios, existe sempre um risco de não atendimento da carga, o que na prática leva a possíveis racionamentos e cortes de fornecimento. Isto não significa que um sistema termelétrico seja imune a riscos de racionamento, mas apenas que a natureza e, por conseguinte, a formulação matemática da análise do risco seja diferente. Em geral evita-se um racionamento extremamente severo e incontrolado, o que ocorreria no caso de deplecionar completamente os reservatórios de todo sistema. Coloca-se então a questão de quando e em que proporção, deve-se iniciar o racionamento.

Uma idéia razoável e consistente com a aversão ao risco proposta por GOMIDE (2002) é procurar manter o risco do esvaziamento completo dos reservatórios sempre abaixo de um valor limite pré-fixado. Essa idéia tem como consequência lógica o estabelecimento de regras de operação, que em função do armazenamento inicial disponível, definem a energia que pode ser atendida com esse risco para um dado horizonte de planejamento.

Esta dissertação tem como objetivo o desenvolvimento da curva de regularização para reservatórios parcialmente cheios, com base na teoria estocástica dos reservatórios. Embora esse tema possa ser abordado em princípio pela teoria do déficit (GOMIDE, 1975), optou-se por uma abordagem dita experimental ou de Monte Carlo, combinado com o método da energia natural, utilizando simulações com séries sintéticas de energias naturais.

Essa questão já foi abordada por HASHIMOTO et al. (1982) e mais tarde por FILL e GROSZEWICZ (1987) que estudaram os efeitos do racionamento preventivo, isto é, quando este é iniciado antes do deplecionamento total dos reservatórios.

A presente dissertação desenvolve um método de geração de séries sintéticas (uni variadas), baseado na geração de médias anuais e posterior desagregação em médias mensais. A seguir simulações usando essas séries permitem pelo método de simulação Monte Carlo, estabelecer o risco associado a cada estado inicial do reservatório para uma demanda constante.

1.3 JUSTIFICATIVA

Um dos problemas fundamentais no planejamento da expansão de um sistema hidrelétrico é a avaliação do seu desempenho no atendimento do mercado sob condições hidrológicas adversas. Esse desempenho, que pode ser quantificado por um conjunto de índices ou grandezas, freqüentemente conflitantes entre si, evidentemente dependerá das regras operativas do sistema. Entre essas regras, é importante a definição de uma política de racionamento preventivo, cujo propósito é, em síntese, trocar déficits grandes embora pouco prováveis, por déficits pequenos, porém mais freqüentes (FILL e GROSZEWICZ, 1987). Essa idéia vem ao encontro à tendência atual em evitar sistemas onde as conseqüências de uma falha, embora pouco provável, produzem efeitos extremamente adversos, ou seja, falhas com segurança vs. segurança contra falhas (HASHIMOTO et al., 1982).

Para que todos os agentes do setor elétrico e também os consumidores possam entender claramente as razões de um eventual racionamento é necessário que as regras e os critérios que norteiam a imposição de cortes de energia sejam simples e transparentes, podendo ser entendidos não só por especialistas em pesquisa operacional. A presente dissertação buscou justamente contribuir neste particular desenvolvendo um critério objetivo (manutenção do nível de confiabilidade) e as regras daí decorrentes (curvas-guia de operação) para o setor elétrico e em particular para o sistema interligado Sul-Sudeste.

Deve ficar claro que o propósito principal desta dissertação não é apresentar uma regra operativa acabada e operacional para o setor elétrico, mas propor um método para definir tal regra e demonstrar a viabilidade de sua operacionalização.

Certamente existem condicionantes adicionais que fogem ao conhecimento da autora e que precisam ser incorporados ao método.

Além disso, como será mostrada mais adiante, a série de energias afluentes disponível para este trabalho aparentemente apresenta algumas inconsistências que precisam ser investigadas com maior profundidade e corrigidas, o que não foi feito nesta dissertação pela dificuldade de acesso aos dados originais do ONS. Entretanto essa limitação não invalida o método proposto.

1.4 PANORAMA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO

Em 1990, iniciou-se na Inglaterra a reforma do setor elétrico com a reestruturação e privatização do setor (WOLFRAM, 1999). Desde então, outros países, dentre eles, Estados Unidos, Nova Zelândia e Brasil, visando assegurar a eficiência econômica do setor elétrico, a redução de preços através da competição e o direcionamento de investimentos para a expansão da oferta de energia, iniciaram o processo de reforma e desregulamentação do setor elétrico.

Em geral, estas reformas introduziram a competição nos setores de geração e comercialização e mantiveram os monopólios regulados nas atividades de transmissão e distribuição para consumidores cativos. Na reforma do Setor Elétrico Brasileiro, esses princípios também foram adotados para que os objetivos básicos (redução de custos e investimentos privados no setor) fossem atingidos (GCE, 2002).

A partir de 1960 o setor elétrico brasileiro que até então pertencia a empresas multinacionais e pequenas empresas locais foi passando gradativamente ao controle de grandes empresas estatais. Ao final do século XX, aproximadamente 99% da capacidade de geração, comercialização e distribuição de energia elétrica pertencia ao setor público. Foram construídas as grandes hidrelétricas e linhas de transmissão, as quais eram de propriedade de empresas estatais verticalizadas.

Porém, com as sucessivas crises econômicas, iniciadas no final da década de 70, o Estado foi perdendo gradativamente a capacidade de investimentos. A falta de

recursos financeiros e a tentativa de controle da inflação pela contenção das tarifas das empresas geradoras contribuíram para inibição da expansão da oferta e a ampliação da capacidade de transmissão, acarretando, portanto, defasagem da oferta em relação à demanda. O sistema passou a operar no limite e ficou fortemente exposto à ocorrência de regimes hidrológicos adversos.

O principal objetivo das seguidas reformas do setor foi o estabelecimento de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica o que deveria, além de aumentar a eficiência, reduzir os preços e orientar a regulamentação dos monopólios que atuam na distribuição da energia para os chamados consumidores cativos (CARELLI, 2005).

O novo modelo regulamentado em 2004 procura criar um marco regulatório estável, garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária, por meio de contratação eficiente de energia para os consumidores regulados, atrair investimentos privados na expansão da capacidade instalada e da rede de transmissão e promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Outro ponto relevante foi a prevalência do conceito do Serviço Público para a produção da energia elétrica e distribuição de energia aos consumidores cativos, conforme Res. n. 005 do Conselho Nacional de Política Energética -CNPE (MME, 2003a), dando caráter social ao uso da energia, justificando a posição de que, embora seja estabelecida a competição nos setores de geração e comercialização, existe a necessidade de regulamentação destes setores.

Os contratos de compra e venda de energia, anteriormente celebrados via MAE foram extintos, objetivando chegar a um mercado 100% livre até 2006. Desta forma em 2004, mais de 50% da energia existente estava descontratada. O preço da energia no mercado durante este período não remunerou adequadamente as geradoras, uma vez que devido ao excedente de energia, estava com valores próximos a R\$ 22,00/MWh em quase todas as regiões do país.

O modelo prevê a contratação de 100% da demanda referente a consumidores cativos por meio de leilões, com o objetivo de garantir a remuneração em longo prazo para as empresas geradoras e a modicidade de preços ao consumidor. Conseqüentemente é esperado que haja uma maior competitividade de preços e uma redução de espaço para implementação de práticas anticompetitivas.

Foram realizados dois leilões de energia até agosto de 2005. O primeiro em 7 de dezembro de 2004 e o segundo em 02 de abril de 2005. Nestes dois leilões, onde foram ofertadas energias dos anos de 2005 à 2008, comercializou-se um total de 18.333 MW médios, sendo que o maior volume de energia contratado (86%), concentrou-se nos primeiros dois anos. Os valores de comercialização desta energia apresentaram deságios de até 28,11% (CCEE, 2005).

A expectativa do mercado é que a energia a ser comercializada nos leilões de 2009, seja proveniente das 17 novas usinas a serem leiloadas no final de 2005. O novo modelo prevê que os novos empreendimentos a serem leiloados já devam contemplar toda a legislação vigente, inclusive licenças no campo de meio ambiente. (MME, 2003b). Até julho de 2005, somente um dos empreendimentos possuía esta licença, o que demonstra a fragilidade em que se encontra o sistema.

A partir de dados publicados pelo Ministério de Minas e Energia – MME e pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, existem no país 1059 agentes investidores no mercado de geração de energia elétrica. No plano decenal de expansão do setor elétrico – 2003/2012 (MME, 2002), a necessidade de expansão do sistema brasileiro para o mercado de referência é de 37.846 MW, totalizando a oferta de 117.473 MW até 2012. Como a capacidade instalada atual é de 101.215 MW a necessidade de expansão até 2012 é de 16.258 MW.

Além das dificuldades na obtenção de licenças ambientais e dificuldades judiciais, outra barreira é a inviabilidade econômico-financeira de diversos empreendimentos.

Para que exista a competição de preços objetivada pelo MME é necessário que exista capacidade de geração suficiente para atender à demanda. Caso esta premissa não seja atendida, a consequência será o aumento de preços, racionamento preventivo e desaceleração da economia, fatos constatados anteriormente na crise energética de 2001.

É fundamentado matematicamente, na Teoria dos Jogos – segundo o modelo de *Cairnot-Nash*, que para que exista a competição de preços é necessário que haja produto para atendimento de demanda (CARELLI, 2005).

CARELLI (2005) realizou estudos no setor de energia elétrica, utilizando soluções de equilíbrio para o modelo de *Cairnot-Nash*, e demonstrou que a função do mínimo custo converge na medida em que o número de geradoras cresce, ou em outras palavras, à proporção em que a competição aumenta. Da mesma forma, se não houver competidores no mercado, devido a falta de incentivos ou segurança no setor, não haverá competição e os preços não se manterão baixos. É possível verificar que o modelo somente poderá atingir seu objetivo se as obras previstas no planejamento plurianual do governo realmente forem construídas e o mercado possuir a oferta necessária para atender a demanda futura.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos e seu conteúdo distribuído conforme descrito a seguir. O primeiro capítulo, introdutório ao assunto estudado, apresenta a exposição do tema e sua organização.

O segundo capítulo intitulado Fundamentos Teóricos, apresenta a descrição dos conceitos utilizados e a revisão da literatura pertinente para a realização desta dissertação. Descrevem-se neste capítulo os critérios de planejamento do sistema gerador, a teoria estocástica dos reservatórios, a geração de séries sintéticas de vazões ou energias, técnicas de simulação, curva de regularização e conceitos relativos a confiabilidade do sistema interligado, particularmente o conceito de tempo de retorno.

O terceiro capítulo – Métodos de Análise e Resultados – apresenta detalhadamente a modelagem empregada para obter as curvas de regularização para volumes parciais utilizando como fundamento a teoria apresentada no segundo capítulo e os resultados obtidos. Utilizou-se nesta modelagem, uma nova concepção, onde o estado inicial dos reservatórios do sistema ao invés de cheio é considerado parcialmente cheio, sempre levando em conta uma confiabilidade pré-estabelecida, inspirada no desempenho do sistema na eventual repetição das energias afluentes históricas.

O quarto capítulo – Discussão dos Resultados é dedicado a discussão das propriedades estatísticas da série histórica e dos resultados obtidos a partir da aplicação do modelo.

A dissertação encerra no quinto capítulo, onde são apresentadas as conclusões, algumas recomendações para estudos futuros e comentários finais.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA GERADOR

FORTUNATO et al. (1990, p.74) analisaram os critérios de planejamento do sistema gerador nacional, afirmando que:

Os critérios de planejamento da expansão e da operação de sistemas de geração envolvem aspectos econômicos e de garantia de suprimento que refletem o compromisso entre a qualidade do serviço obtido e seu custo. O critério em que se baseia a expansão e a operação dos sistemas elétricos é o de atender aos requisitos do mercado de energia elétrica, segundo parâmetros que assegurem uma qualidade de serviço satisfatória para os consumidores, a custo mínimo.

Fixados um ou mais critérios para a qualidade de atendimento ao mercado, a condição de otimalidade da expansão do sistema é dada pela minimização do custo total de atendimento ao mercado, que inclui custos de investimento, custos de operação e manutenção, custos esperados de combustíveis do parque termelétrico e o custo esperado de não atender a uma parcela do mercado (custo do déficit de energia).

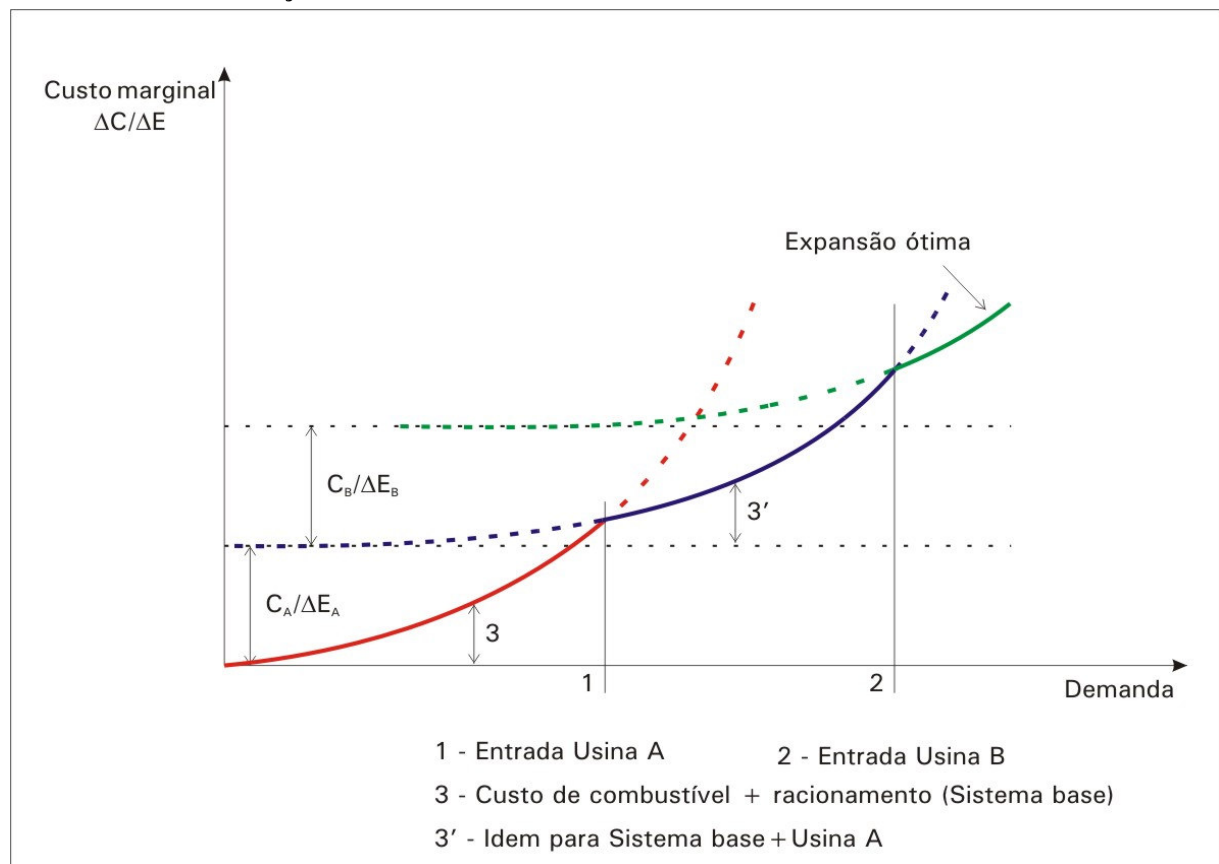
A condição de otimalidade da expansão do parque gerador – custo mínimo total – pode ser representada pela igualdade, a cada instante, entre o “custo marginal de operação” ou de curto prazo e o “custo marginal de expansão” ou de longo prazo, mais precisamente definidos a seguir.

Esta condição pode ser compreendida ao imaginarmos as duas possibilidades de se atender a um acréscimo do mercado:

- a) Através de meios existentes, incorrendo-se em aumento dos custos operativos (geração térmica e déficit esperados);
- b) Através de incorporação ao sistema de uma nova usina geradora, a mais econômica disponível para a expansão do sistema.

Em um dado ponto qualquer da trajetória de expansão do sistema, atende-se a esse acréscimo de carga pela opção a, ou seja, através do aumento do custo de operação, enquanto este custo for menor que o da opção b. Nesse ponto, torna-se mais econômico colocar a nova obra no sistema e atender ao acréscimo de mercado com o sistema expandido (FORTUNATO et al., 1990). A figura 1 ilustra esta forma de expansão ótima do sistema.

FIGURA 1 - EVOLUÇÃO DA EXPANSÃO DO SISTEMA



FONTE: FILL(2005)

Na verdade, a cada nova usina que se acrescenta ao sistema está associada a capacidade de geração de um bloco discreto de energia. Entretanto, se imaginarmos capacidades de geração infinitesimais atendendo a acréscimos muito pequenos de mercado, teremos no limite a igualdade conceitual entre os custos “marginais” de expansão e operação como condição de otimalidade.

2.1.1 O Atendimento ao Mercado

Na operação em tempo real o atendimento ao mercado se dá através do constante ajuste das unidades geradoras, respondendo instantaneamente às variações da carga. Nos estudos de planejamento da expansão ou da operação, é necessário avaliar as condições de atendimento do mercado pelo sistema gerador num determinado instante do futuro, tanto em termos de energia, quanto de demanda máxima. Assim, trabalha-se com previsões de mercado, de energia e demanda, e disponibilidades estimadas de geração, tanto de energia quanto de potência máxima (FORTUNATO et al., 1990).

Essas disponibilidades de geração são estimadas com base nos critérios de garantia de suprimento, que buscam um ponto de equilíbrio entre os custos envolvidos na expansão e operação do sistema e a qualidade de suprimento resultante. Naturalmente, quanto mais restritivos forem os critérios de suprimento adotados, maiores serão os custos de expansão e operação necessários para atendê-los e, conseqüentemente, os custos da energia elétrica para os consumidores.

Como existem fatores aleatórios associados tanto às capacidades de produção estimadas quanto às previsões de mercado, é impossível obter-se a garantia total de atendimento. Segundo FORTUNATO et al. (1990, p.75):

A adoção de critérios extremamente rígidos de garantia total de suprimento, em que os riscos de não atendimento ao mercado tendam a zero, é em geral inviável economicamente, tornando os custos da energia muito elevados para a sociedade. Dessa forma, os critérios de garantia de suprimento adotados na prática usualmente admitem uma margem de risco de não se atender totalmente o mercado previsto, seja em termos de energia ou de demanda máxima, mesmo quando não consideram explicitamente uma aferição dos riscos envolvidos.

Em sistemas geradores hidrotérmicos, os fatores determinantes do risco de déficit estão associados à insuficiência das vazões afluentes às usinas hidrelétricas e às indisponibilidades das usinas geradoras. Estas indisponibilidades correspondem a manutenções programadas ou saídas forçadas de operação por falhas em turbinas,

geradores, caldeiras, bombas e demais equipamentos das usinas hidrelétricas e termelétricas.

Em sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos, como o brasileiro, a análise do atendimento ao mercado deve contemplar a possibilidade de déficits do atendimento à demanda máxima e de déficits de energia. Estes dois tipos de déficits, originários de causas aleatórias, têm naturezas distintas.

Geralmente os déficits de energia resultam da insuficiência de água para que as usinas hidrelétricas supram sua parcela do mercado. Através de previsões de vazões futuras e da análise dos níveis de armazenamento do sistema, porém, estes déficits podem ser previstos com certa antecedência.

Os déficits de potência resultam das indisponibilidades forçadas ou programadas dos equipamentos de geração. No caso das usinas hidrelétricas, a redução de capacidade, devido à diminuição da altura de queda disponível, é um fator relevante na análise de qualidade do suprimento. A altura de queda disponível numa usina é afetada tanto por variações do seu nível de montante quanto de seu nível de jusante. As reduções do nível de montante são causadas pelo deplecionamento do reservatório, que normalmente está associado a condições hidrológicas desfavoráveis. A elevação do nível do canal de fuga é provocada pelo aumento da defluência da usina, seja pelo aumento da vazão turbinada, pela existência de vertimentos ou também por controles de jusante. Dessa forma, pode haver déficits de suprimento de potência mesmo em condições hidrológicas favoráveis (FORTUNATO et al., 1990).

As condições de atendimento do mercado de energia influenciam as condições de suprimento à ponta, através da operação dos reservatórios, a qual define os níveis de montante e jusante. Assim, em condições desfavoráveis de afluências, o suprimento do mercado de energia leva ao deplecionamento dos reservatórios, o que pode acarretar, por sua vez, déficits de potência.

Toda essa análise contempla apenas fatores relacionados ao sistema gerador. Os déficits de suprimento também podem ser causados por outros fatores aleatórios, como

saídas forçadas de linhas de transmissão ou distribuição, ou falhas em equipamentos de subestações ou de distribuição.

2.1.2 Critérios de Suprimento

O planejamento da expansão e da operação de sistemas geradores, segundo FORTUNATO et al. (1990), baseia-se em atender os requisitos de demanda a custo mínimo, mantendo-se uma qualidade de serviço adequada.

Os critérios de garantia de suprimento representam a forma de se estabelecer a qualidade do serviço e baseiam-se na aferição de parâmetros operativos do sistema. Em função da própria natureza do suprimento, podem ser isolados em critérios de suprimento de energia e de potência. Em função da representação das características aleatórias dos fatores que afetam os parâmetros operativos, cada um desses grupos divide-se em critérios determinísticos e probabilísticos.

O método determinístico por utilizar somente os registros históricos como forma de previsão de afluências futuras, torna-se um método muito exposto às possíveis diferenças entre as condições hidrológicas históricas e futuras.

Em função disso, o setor elétrico procurou desenvolver a partir de 1976 um método probabilístico de atendimento que teve a sua implantação iniciada em 1986.

O método probabilístico pode ser desenvolvido por duas metodologias distintas: uma baseada na teoria estocástica dos reservatórios e em particular nas matrizes de transição. Outro método utiliza o método de Monte Carlo aliado a geração de séries sintéticas de afluências.

2.2 CRITÉRIOS DETERMINÍSTICOS DE SUPRIMENTO

2.2.1 Considerações Gerais

Os critérios determinísticos de suprimento de energia não levam em conta de forma explícita a natureza aleatória dos fatores que afetam o suprimento de energia. O

desconhecimento em relação às afluências futuras é contornado pela hipótese da repetição de afluências iguais ao registro histórico de vazões (FORTUNATO et al., 1990).

Segundo FILL (2005), “essa hipótese na realidade não impõe a exata repetição dessas afluências no futuro, apenas considera que um sistema que seria bem sucedido no passado o será também no futuro. Isso equivale a que o risco implícito nas condições hidrológicas históricas, embora desconhecido, seja adequado ao planejamento do sistema”.

O maior problema dos estudos de suprimento consiste na determinação das capacidades incrementais de ponta e energia de cada fonte geradora. Uma vez definidas as características físicas de uma usina, o seu valor energético dependerá ainda da vazão a ele afluente e, em menor escala, das vazões afluentes às demais usinas do sistema, pois essas, através das suas regras de operação, influem na geração da usina em questão (FILL, 1979).

As manutenções programadas são representadas através dos cronogramas de manutenção previstos para o período de estudo ou através de índices estatísticos que refletem o histórico de manutenções de unidades geradoras semelhantes. Da mesma forma as saídas forçadas de unidades geradoras são representadas por critérios estabelecidos pelo planejamento da operação e índices estatísticos baseados na experiência passada.

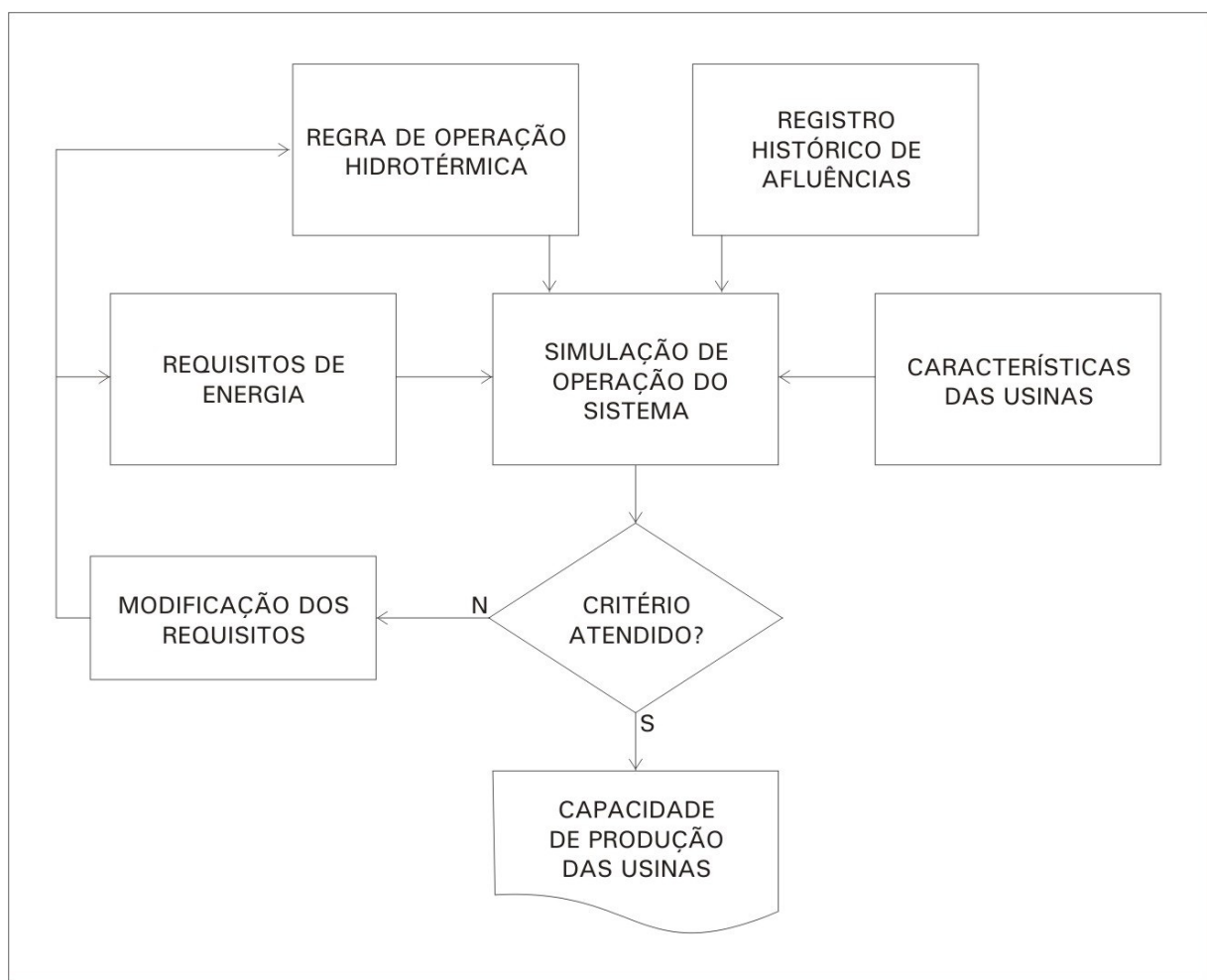
A capacidade de produção de energia das usinas é estimada utilizando-se modelos de simulação que reproduzem a operação do sistema no horizonte de estudo para um cenário hidrológico definido como o subconjunto da série histórica de afluências mais críticas e o máximo requisito de energia que pode ser atendido sem déficits.

Com base nos resultados da simulação, pode-se verificar o atendimento ao critério de garantia de suprimento (ausência de déficit), e modificar os requisitos de energia considerados até que o critério seja satisfeito como ilustrado na figura 2

(FORTUNATO et al., 1990). As regras de operação do sistema são estabelecidos visando a máxima produção de energia ao mínimo custo.

Cada usina, neste contexto, equivalerá em ponta e energia ao aumento da capacidade do sistema gerador decorrente da sua adição. Assim, uma mesma fonte geradora pode apresentar valor energético diferente quando adicionada em épocas diferentes (FILL, 1979).

FIGURA 2 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA APLICAÇÃO DO CRITÉRIO DETERMINÍSTICO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA



FONTE: FORTUNATO et al. (1990)

No Brasil, até 1986, o critério determinístico de garantia de suprimento de energia foi adotado nos estudos de planejamento da expansão da geração, para a definição do programa de expansão do sistema, e no planejamento da operação, para a definição dos contratos de suprimento entre empresas. A capacidade de produção de energia das usinas era determinada de modo a garantir o atendimento sem a ocorrência

de déficits, na hipótese de repetição do registro histórico de vazões (GCPS - GCOI, 1985).

Os conceitos básicos associados a esse critério são:

- A energia firme de um sistema gerador é o maior valor possível de energia média anual capaz de ser produzido continuamente pelo sistema, atendendo um mercado com características constantes, sem a ocorrência de déficits, no caso da repetição das afluições do registro histórico;
- O período hidrológico crítico é o período de tempo, correspondendo à seqüência de vazões do histórico, em que o armazenamento do sistema partindo de seu nível máximo (todos os reservatórios cheios) chegue ao seu nível mínimo (todos os reservatórios vazios), sem reenchimentos totais intermediários, no atendimento da energia firme do sistema;
- A energia firme de uma usina é definida pela sua contribuição para a energia firme do sistema, ou seja, é o valor médio de energia que a usina é capaz de gerar ao longo do período crítico do sistema, com regras de operação otimizadas e atendendo um mercado cuja demanda média anual equivale a energia firme;
- A energia secundária de um sistema ou usina é o excesso de energia, em relação à energia firme, possível de ser produzido nas seqüências hidrológicas favoráveis. É usualmente calculada como a diferença entre a geração potencial média em todo o histórico de vazões (média de longo termo) e a energia firme.

A energia firme do sistema é calculada utilizando-se modelos de simulação que representam as usinas termelétricas individualmente ou agrupadas em classes com características similares. As usinas hidrelétricas podem ser representadas individualmente (simulações individualizadas) ou por meio de um sistema equivalente, que representa uma agregação das afluições aos aproveitamentos e dos volumes armazenados nos reservatórios do sistema.

Neste caso a energia natural afluyente do sistema hidrelétrico é a soma dos produtos da vazão natural afluyente às usinas pelas produtividades, o que transforma as vazões afluentes em afluências de energias. Os valores agregados são expressos em unidades de energia (MW mês/mês e MW mês). A unidade MW mês/mês (ou MW ano/ano) é usualmente denominada “MW médio”.

No caso de sistemas hidrotérmicos, é necessário estabelecerem-se regras de operação que definam a proporção de geração hidráulica e térmica a ser usada no atendimento do mercado. Quando a energia afluyente ao sistema é inferior à sua demanda, os reservatórios são deplecionados para completar o atendimento. Caso contrário, os reservatórios são reenchidos ou quando cheios, vertem. Este excesso de energia em relação à firme, desde que possa ser turbinado (isto é que seja menor que o engolimento máximo das turbinas) é a energia secundária. O requisito de energia atendido pelo sistema é modificado iterativamente até que, para a pior seqüência de afluências considerada, o sistema seja totalmente deplecionado sem a ocorrência de déficits (FILL, 2005).

O método de simulação agregado as energias afluentes e armazenadas foi denominado método da energia natural (natural energy hydrograph method) e tem sido usado extensivamente na simulação de sistemas predominantemente hidrelétricos.

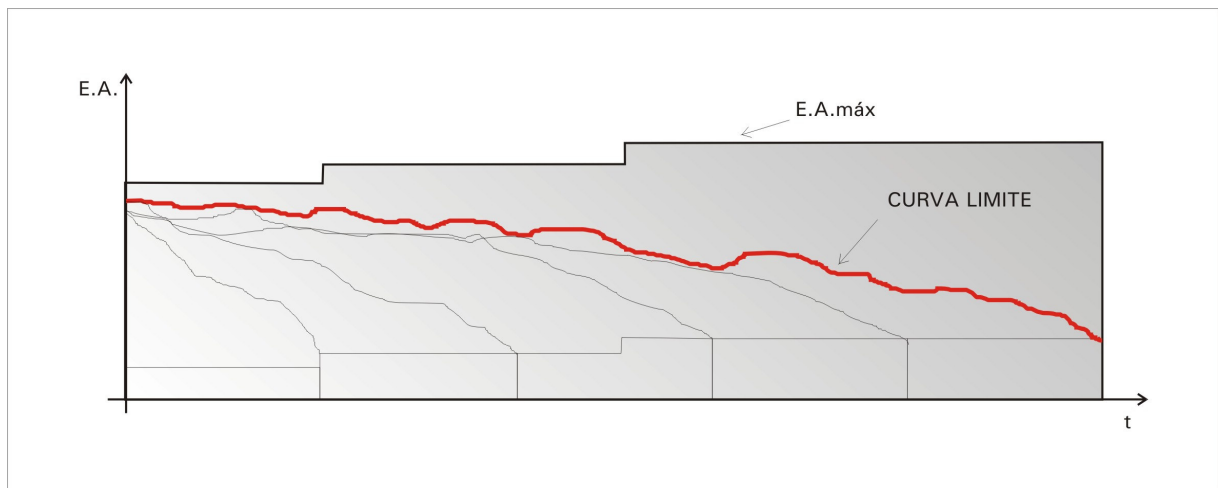
2.2.2 Complementação Termelétrica

No caso de sistemas hidrotérmicos é necessário estabelecerem-se regras de operação que definem a proporção de geração hidráulica e térmica a ser usada a cada momento no atendimento do mercado.

Nessa simulação, segundo FORTUNATO et al. (1990), “a operação das usinas térmicas é ditada pela curva limite inferior de armazenamento, que estabelece os níveis de reserva hidráulica a partir das quais as térmicas devem ser operadas com fator de capacidade máximo; isso de modo a garantir a não ocorrência de déficits caso se repitam as afluências mais críticas do histórico”.

A curva limite pode ser obtida a partir de uma recursão no sentido inverso do tempo, supondo-se conhecidos o período de estudo, a evolução do parque gerador e os requisitos de energia. Supondo-se a repetição das seqüências de aflúências do histórico, considerando-se as térmicas operando com fator de capacidade máximo, e conhecido o armazenamento do final do mês, determina-se o armazenamento mínimo necessário no início de cada mês para que não ocorram déficits através de simples balanços inversos. A envoltória superior dos armazenamentos mínimos mensais correspondentes a cada série hidrológica é a curva limite inferior de armazenamento, conforme ilustra a figura 3 (FORTUNATO et al., 1990).

FIGURA 3 - CURVA LIMITE INFERIOR DE ARMAZENAMENTO



FONTE: FORTUNATO et al. (1990)

Geralmente em lugar de se determinar uma curva limite inferior única para todo o bloco de geração térmica do sistema, são calculadas de forma análoga “curvas-guia” de operação térmica para conjuntos de usinas termelétricas com custos semelhantes, ou classes térmicas (CARVALHO e ROSENBLATT, 1977).

A diferenciação das curvas-guia para as várias classes térmicas baseia-se em critérios de custo retardando-se a operação na base das usinas mais caras do sistema (térmicas a óleo).

A figura 4 ilustra o princípio da complementação térmica usando o método da energia natural. Na porção superior desta figura está ilustrada a energia hidráulica (valores mensais sobre um período de quatro anos) e a energia firme do sistema.

As áreas sombreadas abaixo da linha de demanda são obtidas a partir do reservatório de energia e os espaços em branco abaixo da linha hidráulica, mas acima da linha de demanda é a energia natural necessária para repor o armazenamento. As áreas hachuradas representam o excedente de energia natural, o qual não pode ser armazenado e pode ser utilizado somente se houver um mercado para energia secundária. A alternativa é o vertimento. As correspondentes operações de armazenamento são mostradas abaixo da energia hidráulica.

A adição de termelétricas num sistema hidroelétrico aumenta a capacidade da energia primária em uma quantidade constante, indicada pelo aumento da linha de demanda, indicada na metade inferior da figura 4.

Durante o período crítico, quando todo o armazenamento hídrico e energia natural já foram utilizados no sistema hídrico, as termelétricas devem operar com capacidade máxima para acompanhar a demanda de carga. Fora do período crítico, o aumento da demanda resulta em intensa utilização do reservatório; Definido o aumento, menos energia se encontra disponível para o reenchimento, conseqüentemente prorrogando o período de reenchimento.

Em um sistema contendo grandes quantidades de energia excedente a geração térmica é requerida somente em ocasionais “anos secos”.

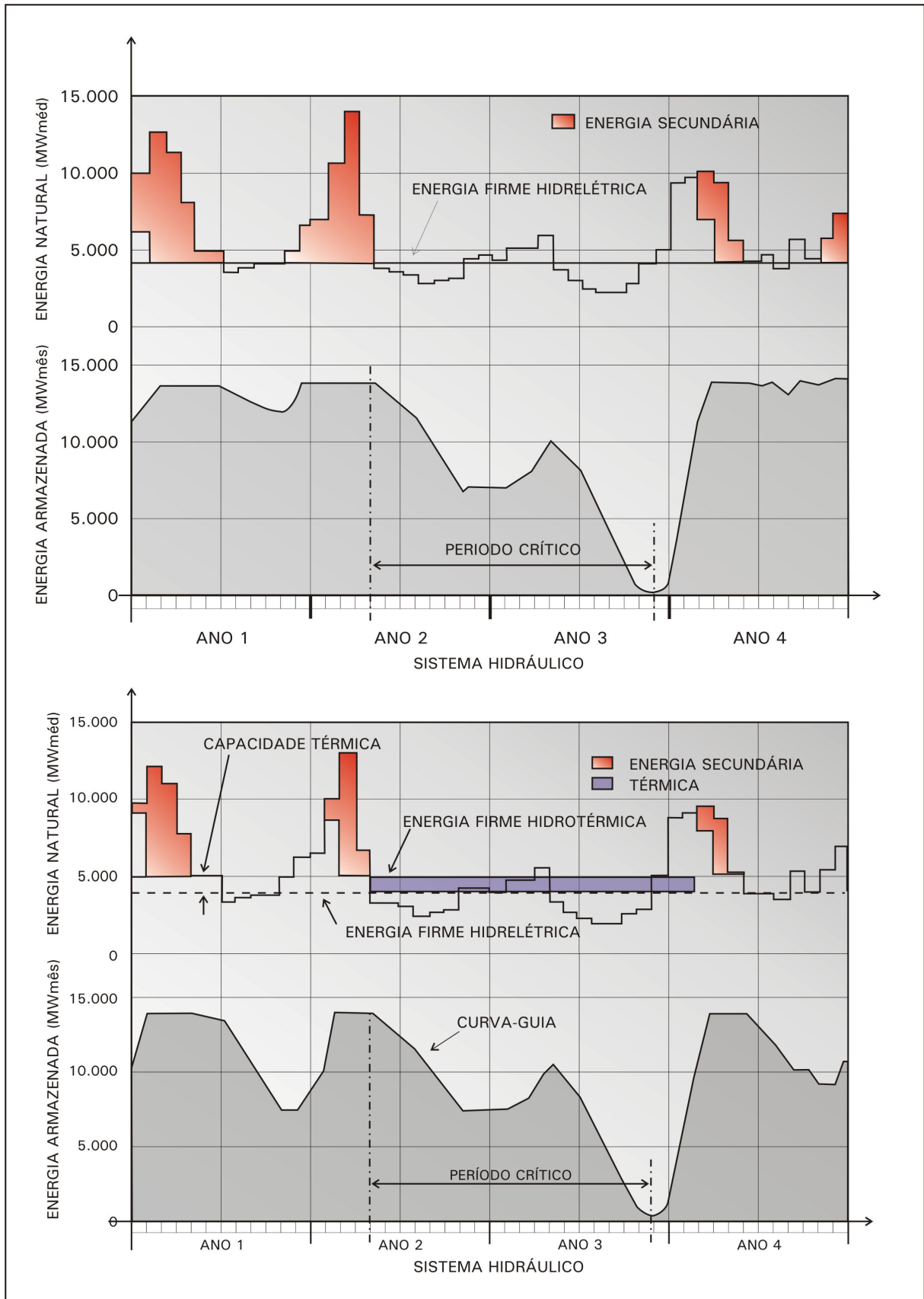
Por esta razão as termelétricas, embora realizem grande contribuição para a capacidade firme do sistema, possuem um baixo fator de capacidade quando a produção térmica é rateada ao longo dos anos.

Na verdade, para evitar a duplicação da capacidade, as termelétricas devem ser operadas sempre em períodos de energia hídrica abundante e gerar somente energia associada aos períodos de pico. Estes requisitos adicionais têm sido geralmente ignorados em estudos de regulação e muitas vezes são desnecessários devido a variabilidade de capacidade de ponta nas usinas hidráulicas em função da depleção dos reservatórios (CANAMBRA, 1966).

A operação integrada do sistema levanta a questão de quando se deve acionar as termelétricas, para operação na base de carga do sistema. Um início muito cedo seria

um desperdício de combustível, porque mais tarde, no ano poderiam ocorrer vazões mais favoráveis e o excedente de água teria que ser vertido. Por outro lado, se as termelétricas entram muito tarde na base, o sistema falharia em atender a demanda de carga, no caso de ocorrência do período crítico.

FIGURA 4 - COMPLEMENTAÇÃO DE ENERGIA TÉRMICA



FONTE: CANAMBRA (1966)

Devido ao fato de as vazões serem imprevisíveis no longo prazo, as decisões geralmente são tomadas baseadas nos níveis de armazenamento, são conhecidos na prática da operação ou podem ser computados para as mais adversas condições hidrológicas do passado. Em outras palavras, precisa ser determinada uma curva-guia que especifique o armazenamento mínimo necessário, em qualquer momento do ano, para manter o suprimento de energia apenas com as unidades hidráulicas. Somente se o armazenamento cair a níveis abaixo deste mínimo, deverão entrar em operação as termelétricas para o suprimento da demanda de base.

Para alcançarmos o consumo mínimo de combustível, a curva-guia precisa ser inserida o mais baixo (parte inferior da figura 4) quanto possível. Logicamente, estas posições mensais são os pontos mais altos que seriam praticados durante o período crítico e geração térmica máxima. Posições inferiores resultariam em redução do rendimento térmico e falha do sistema em suprir a demanda de energia firme até o fim do período crítico. Na figura 4 onde o período crítico se estende sobre mais de um ano, os primeiros 12 meses determinam a curva-guia.

Da ilustração de operação integrada da figura 4 está claro que a adição de termelétricas é similar a adição de armazenamento de energia hídrica ao sistema, enquanto apenas o período crítico é considerado. Esta reserva de energia está disponível a todo o momento e permite um incremento na energia firme hídrica enquanto o armazenamento hídrico se mantiver acima da curva-guia. Em períodos de baixas normais, as reservas térmicas são convocadas a manter o armazenamento o quanto possível no mínimo necessário para garantir rendimento firme do sistema. Se o período crítico se materializar, o armazenamento cai abaixo da curva-guia após o primeiro ano de operação térmica, sendo utilizado durante o restante do período crítico.

2.2.3 Uso Ótimo da Complementação Térmica

A operação da complementação térmica para manter o armazenamento hídrico pela curva-guia para o sistema induz inevitavelmente ao consumo de combustíveis que

poderia ser evitado se os períodos críticos fossem conhecidos previamente. Em muitos anos o fluxo pode ser baixo no início do período de depleção, mas bem acima da média nos outros meses. O total de energia hídrica disponível seria suficiente para acompanhar a carga sem qualquer geração térmica. Contudo, as termelétricas são operadas precisamente porque as afluições futuras são desconhecidas e o nível de armazenamento do sistema precisa ser protegido no caso da ocorrência do período crítico.

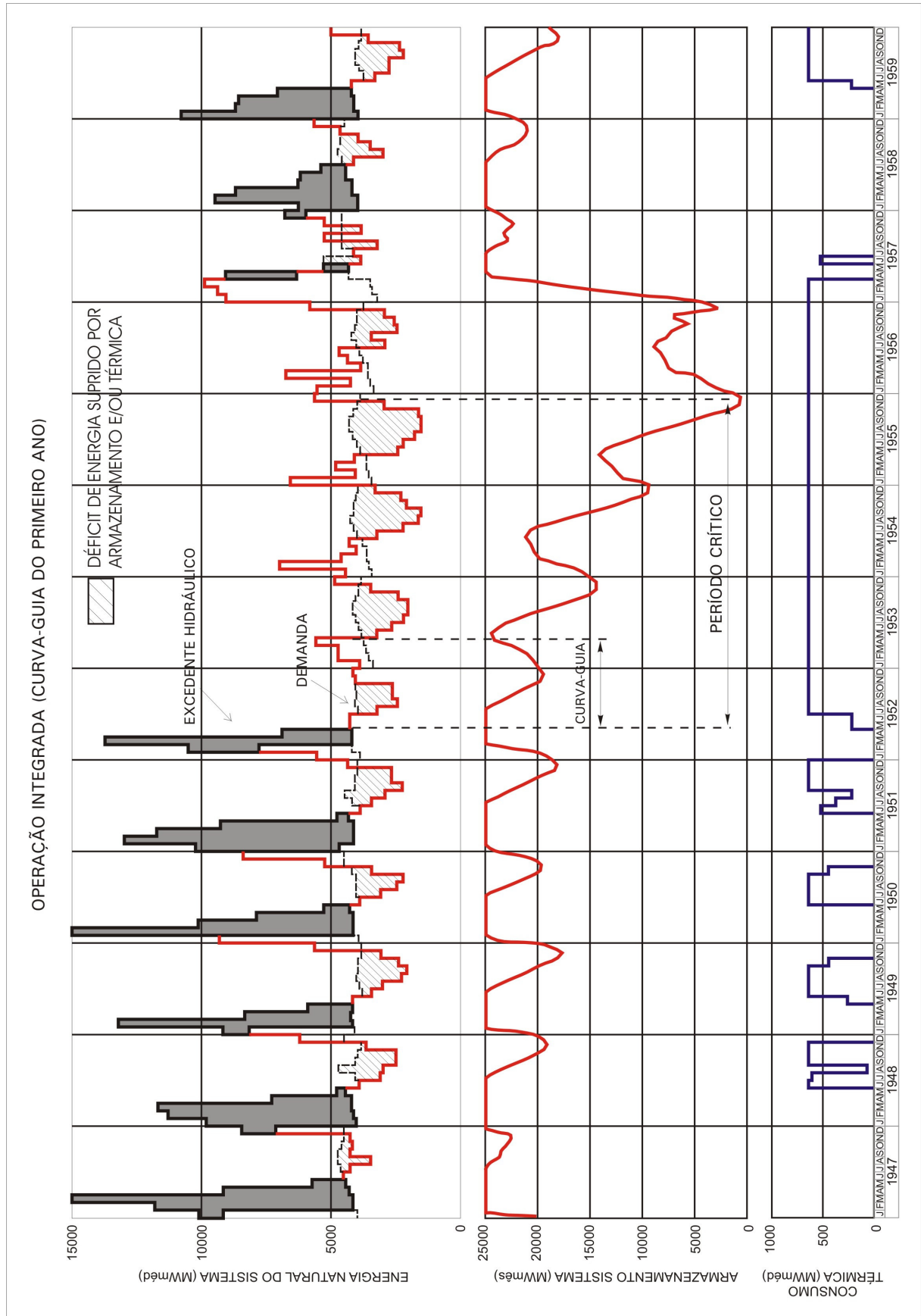
A geração de energia térmica em anos de boa abundância hídrica raramente ocorrerá se o período crítico possui somente um período de depleção do nível do reservatório, porque neste caso a curva é automaticamente baseada nas condições hidrológicas mais críticas. Todavia, a extensão do período crítico sobre vários períodos de enchimento e esvaziamento cria problemas. Quando a curva-guia é baseada no primeiro ano, a geração térmica resultante depende apenas de como este primeiro ano se compara com outros anos. Se for muito baixa, a situação é similar à “operação de um ciclo”; mas se acontecer de ser próximo da média, a curva-guia força a geração térmica em muitos anos hidrológicamente favoráveis e o resultado é um alto gasto de combustíveis em termelétricas (CANAMBRA, 1966).

O exemplo a seguir ilustra o que aconteceria no sistema da Região Sudeste. Estudos energéticos mostram que o período crítico do sistema se estende invariavelmente de maio de 1952 até novembro de 1955. O primeiro ano, maio de 1952 até abril de 1953 é nitidamente próximo da média de condições hidrológicas e o armazenamento máximo quase é alcançado ao fim de abril de 1953. A figura 5 mostra que o sistema operaria sobre um período de 13 anos, contra uma curva-guia derivada dos primeiros 12 meses do período crítico. As térmicas operariam praticamente todo ano na primeira metade do período de esvaziamento do reservatório.

Este uso excessivo de combustível pode ser evitado iniciando a geração térmica mais tarde no período crítico. Os efeitos seriam:

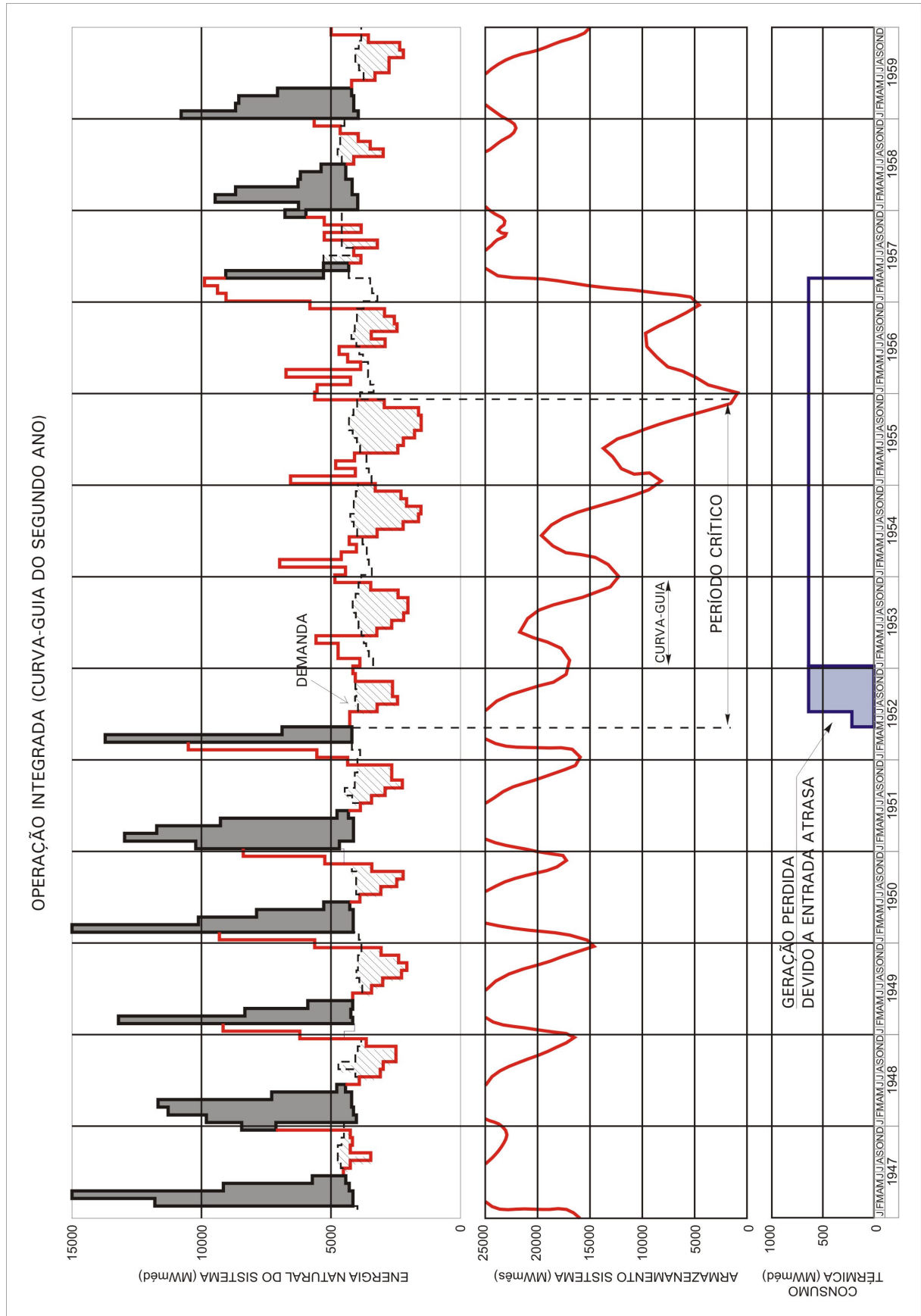
- (1) Redução de energia firme, pois o total de geração térmica durante o período crítico seria reduzido;

FIGURA 5 - OPERAÇÃO INTEGRADA (CURVA-GUIA DO PRIMEIRO ANO)



FONTE: CANAMBRA (1966)

FIGURA 6 - OPERAÇÃO INTEGRADA (CURVA-GUIA DO SEGUNDO ANO)



FONTE: CANAMBRA (1966)

(2) Um acelerado esvaziamento do reservatório durante a primeira parte do período crítico, quando toda energia precisa ser suprida apenas por hidroelétricas;

(3) Uma curva-guia mais baixa agora baseada nos 12 meses da operação térmica atrasada. Esta curva produz o resultado esperado, que seria a redução da geração térmica fora do período crítico.

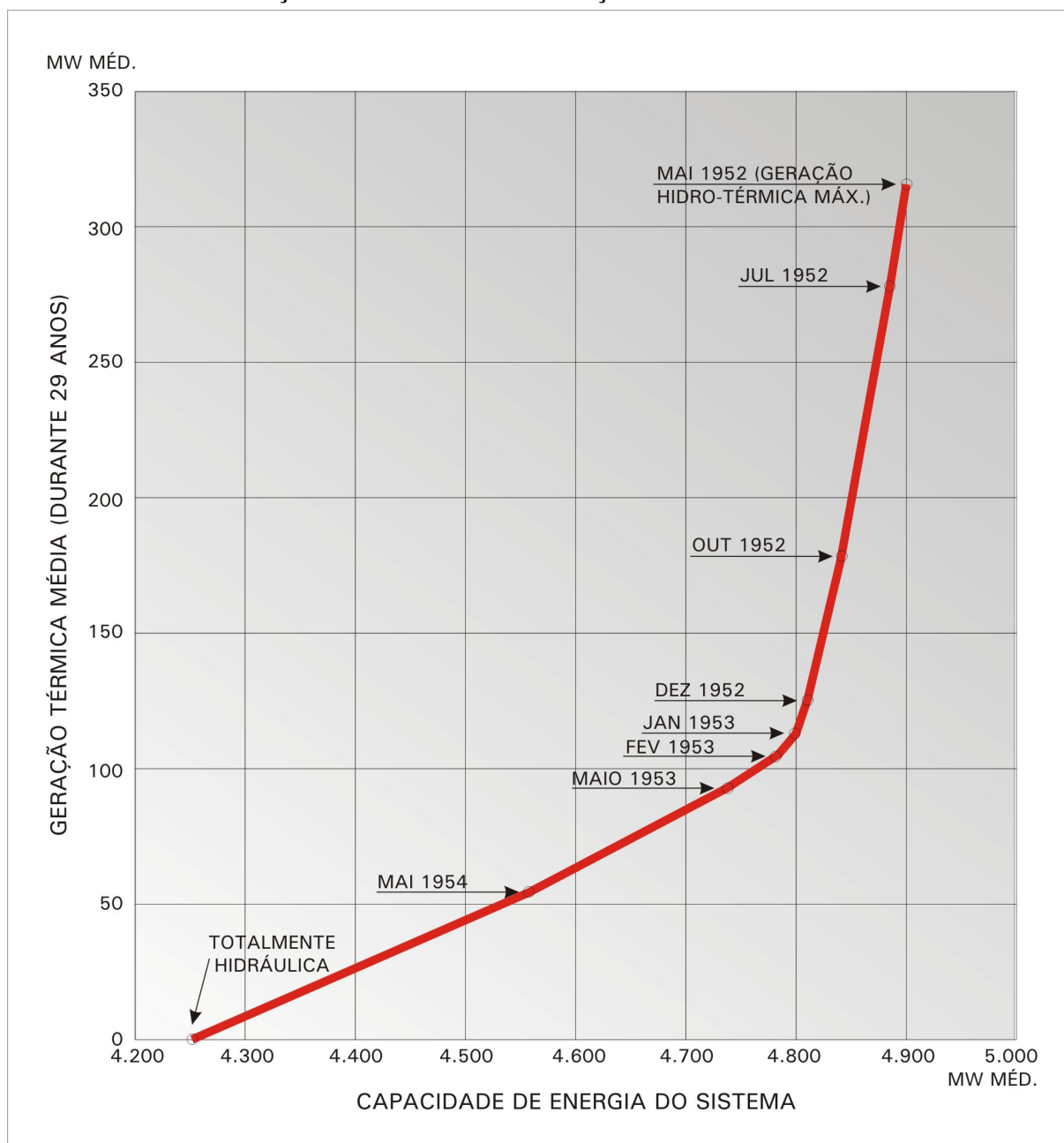
A figura 6 ilustra como um atraso de 8 meses no início de operação térmica afetaria a capacidade de carga, o esvaziamento do reservatório de energia e a geração térmica sobre o mesmo período de 13 anos que foi ilustrado na figura 5.

O incremento do esvaziamento do reservatório resultante da curva-guia mais baixa tem eliminado toda a geração térmica, exceto durante o período crítico. A correspondente redução da energia firme é de 100 MW_{méd} no sistema cuja capacidade máxima hidrotérmica é de 4.900 MW_{méd}, ou seja, cerca de 2%.

A dimensão que este grau de corte é desejável depende principalmente de uma comparação de energia firme perdida com as possíveis economias com gastos de combustível. A questão analisada para o período crítico de maio de 1952 até novembro de 1955 e início de operação térmica variando entre maio de 1952 e maio de 1954. Resultados do estudo efetuado pela CANAMBRA (1966) são mostrados na figura 7.

Comparações econômicas mostram que janeiro de 1953, onde uma quebra acentuada do gráfico ocorre, é a data mais vantajosa para o início da operação térmica na base de carga. Estudos similares para outros sistemas na região Sudeste indicaram o mesmo resultado.

Para definir a energia firme atribuída a cada usina hidrelétrica são utilizados modelos detalhados de simulação do parque hidráulico, que representam as características e restrições operativas de cada usina. Considera-se a seqüência de aflúências correspondentes ao período crítico do sistema, e o requisito de energia a ser atendido é a energia firme do sistema. Geralmente as regras operativas para enchimento e deplecionamento do sistema de reservatórios são determinadas por métodos heurísticos, embora recentemente métodos baseados em programação dinâmica estocástica também são utilizados.

FIGURA 7 – OTIMIZAÇÃO DA COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA

FONTE: CANAMBRA (1966)

A operação térmica complementar requer um centro de despacho de carga altamente eficiente, e regras de operação das usinas muito bem elaboradas, para poder-se evitar, por um lado, o consumo excessivo de combustível e, por outro, o esgotamento prematuro dos reservatórios hidráulicos, o que conduziria a interrupções no suprimento de energia.

Para este tipo de operação, as usinas térmicas devem ser flexíveis tanto na sua operação, evitando falhas técnicas como no suprimento de combustível, para evitar a

acumulação de estoques exagerados de combustível nos períodos de abundância de água. Pelo fato de, em casos de estiagens, a usina ter que operar prolongadamente na base da carga, é desejável um rendimento alto e suprimento de combustível intermitente. A opção entre um sistema com térmicas na base ou complementares depende principalmente das características operacionais das usinas termelétricas do sistema. Desde que seja factível uma operação flexível, o modo complementar é o mais econômico, pois permite minimizar o consumo médio de combustível. Entretanto, deve-se ter em mente que certos tipos de usina não são adequados para essa operação, o que obriga a sua utilização na base de carga. Por exemplo, a maioria das usinas a carvão dada a necessidade de um suprimento contínuo de combustível, exige operação na base. No caso de usinas nucleares, embora não exista este tipo de limitação, não há até o momento experiência operativa mundial para operação em regime de ponta e/ou complementar (FILL, 1979). Finalmente é importante observar que a operação térmica complementar é limitada à disponibilidade de energia secundária, de modo que só é factível em sistemas com predominância hidráulica.

Evidentemente, a operação complementar exige regras que permitam definir a cada momento a operação mais adequada para as usinas térmicas – base ou ponta. Normalmente o parâmetro que define essa escolha é o nível dos reservatórios do sistema hidrelétrico. Dentro do enfoque determinístico de simulação, essas regras são tradicionalmente expressas pelas curvas-guias já mencionadas anteriormente. Essas curvas definem um volume de energia armazenada no sistema para cada mês, e caso no mês em curso exista mais energia armazenada do que prevista pela curva-guia, as térmicas deverão operar na ponta ou eventualmente podem ser desligadas. Em caso contrário, devem operar na base. Haverá uma curva-guia para cada térmica ou classe de térmicas semelhantes, e as curvas são obtidas otimizando-se por tentativas, ao longo do período histórico, a relação entre contribuição energética da usina ao sistema (geração média no período crítico), e consumo de combustível médio (geração média de longo período).

Deve-se tentar evitar que uma curva-guia excessivamente baixa retarde demais a entrada das térmicas na base e comprometa, no caso de estiagens muito severas, o

suprimento de energia; e ao mesmo tempo minimizar a geração térmica em média (sobre a totalidade do período histórico) para reduzir o consumo de combustível. Obviamente os dois objetivos são conflitantes e a redução de geração térmica em condições hidrológicas médias conduz a uma redução também da geração nas condições críticas. Deve o planejador procurar conciliar as duas finalidades comparando as gerações médias com as gerações no período crítico, para daí definir uma curva guia mais alta ou mais baixa (FILL, 1979).

Evidentemente, as unidades térmicas de custos operacionais (combustível principalmente) mais altos devem ser associados a curvas-guias mais baixas e unidades de operação mais econômica (combustível barato) devem ter curvas-guia mais altas.

Assim, a seqüência para curvas-guia da mais alta para a mais baixa é normalmente: usinas a carvão, usinas de vapor a óleo e usinas de combustão interna. Também, devem-se colocar unidades mais modernas (de rendimento mais elevado) acima das mais obsoletas. As usinas nucleares por razões técnicas devem operar permanentemente na base.

Na prática, as curvas-guia são obtidas, após a fixação de sua participação durante o período crítico (percentual da duração deste período que serão operadas na base), por meio do chamado balanço inverso.

A determinação das curvas-guia é feita automaticamente por alguns dos próprios programas de simulação, mas pode, em certas condições, conduzir a descontinuidades muito fortes, de modo que um ajuste manual posterior é às vezes necessário (FILL, 1979).

Manualmente, podem-se obter as curvas-guia partindo de uma simulação feita pelo método de energia natural, com as térmicas na base, e traçando-se curva de deplecionamento do sistema. Olhando para esta curva e optando-se por um certo mês para o início da operação na base usa-se parte desta curva como curva-guia fazendo-se ajustes com base no bom senso. Testa-se a seguir essa curva-guia e numa segunda aproximação se procede a alguns ajustes finais.

Vale a pena ressaltar um problema que pode comprometer a confiabilidade do suprimento de um sistema embora este esteja reproduzindo resultados satisfatórios durante uma simulação sobre o período histórico. O fato de se determinar regras operativas tais como curva-guia de térmicas ou curvas de controle superiores com base em envoltórias do que aconteceu no passado implica em que a vazão em um mês particular do histórico (talvez uma enchente antes do período crítico ou abaixamento rápido dos reservatórios no início do período crítico) pode influir decisivamente nas regras operativas impondo uma sazonalidade que na realidade não existe.

Por exemplo, na região Sul, pela falta de uma sazonalidade efetiva de vazões, a técnica das curvas-guia, desenvolvida e consagrada na região Sudeste, pode conduzir na repetição de um período crítico com início, por exemplo, em janeiro (o histórico inicia em abril), a reduzir sensivelmente a capacidade de suprimento do sistema, porque os reservatórios não estariam cheios no início da estiagem.

Assim, um certo cuidado na interpretação dos resultados de simulações é necessário, e é oportuno dizer que muitas vezes a sofisticação e o refinamento das técnicas de simulação tendem a “esconder” simplificações relevantes e que podem afetar bastante o desempenho do sistema em situações diversas das históricas (FILL, 1979).

Outra maneira de definir estas regras consiste na aplicação de técnicas de programação dinâmica, o que está sendo preconizado para o caso de simulação de séries sintéticas de vazões. Os métodos de programação dinâmica permitem otimizar com mais detalhe a operação das térmicas, e pode assim produzir maior economia de combustível.

O critério determinístico de garantia de suprimento foi aplicado nos sistemas interligados brasileiros até 1986, quando a identificação de suas deficiências levou à formulação e aplicação de critérios probabilísticos. (GCPS - GCOI, 1985). As principais deficiências do critério determinístico, segundo FORTUNATO et al. (1990) são:

- A falta de uma quantificação explícita dos riscos de não atendimento ao mercado futuro de energia;
- A não consideração de regras de operação do sistema hidrotérmico que vise a minimização do custo total de operação;
- A utilização de uma única sequência hidrológica, a histórica, dentre uma infinidade de cenários igualmente plausíveis para o futuro.

2.3 CRITÉRIOS PROBABILÍSTICOS DE SUPRIMENTO

As deficiências identificadas na aplicação de critérios determinísticos de suprimento de energia servem de base para o estabelecimento das premissas dos critérios probabilísticos:

- Levar em conta a expansão do sistema gerador e dos principais troncos de transmissão ao longo do horizonte de planejamento;
- Considerar regras de operação do sistema hidrotérmico que visam a minimização do custo de operação;
- Usar séries de afluentes distintas das afluentes históricas;
- Permitir a quantificação explícita dos riscos de suprimento.

Há dois enfoques básicos para estabelecer a solução de compromisso entre custos operativos e risco do suprimento de energia no planejamento da expansão e operação do sistema gerador. No primeiro, supõe-se conhecido o valor econômico do não atendimento ao mercado de energia e minimiza-se o custo total de operação do sistema. Os parâmetros operativos que refletem a qualidade do suprimento são obtidos como consequência dos custos de geração, investimento, combustíveis, e do custo de déficit pré-fixado (FORTUNATO et al., 1990).

Nessa linha, o valor econômico dos déficits de energia, ou custo social do déficit, é determinado através de estudos macroeconômicos que avaliam o impacto causado pelo não suprimento do mercado de energia nas diferentes atividades

econômicas do país. Embora conceitualmente perfeita, esta abordagem tem sua aplicação dificultada pela necessidade de se dispor de dados econômicos complexos, confiáveis e atualizados para a avaliação do custo social do déficit. Um maior detalhamento dessa abordagem pode ser encontrado no GCPS (1988), em que se avalia o custo social do déficit para a economia brasileira.

No outro enfoque, adota-se um índice pré-fixado de qualidade de suprimento, considerado adequado para o planejamento e a operação do sistema, e determina-se a disponibilidade de energia do sistema através da minimização dos custos. Este enfoque tem como consequência um determinado custo de déficit que corresponde à contribuição de geração térmica necessária para o risco pré-fixado. Esse custo é normalmente denominado de “custo implícito do déficit” e em geral não corresponde ao verdadeiro custo social do déficit.

Em estudos de planejamento da expansão pode-se determinar o programa de obras que atenda o mercado, a custo mínimo, dentro dos critérios pré-fixados de qualidade de atendimento. Neste caso, o custo de déficit associado é uma consequência do índice de qualidade (risco) pré-fixado, resultando dos custos relativos de geração, investimentos e combustíveis.

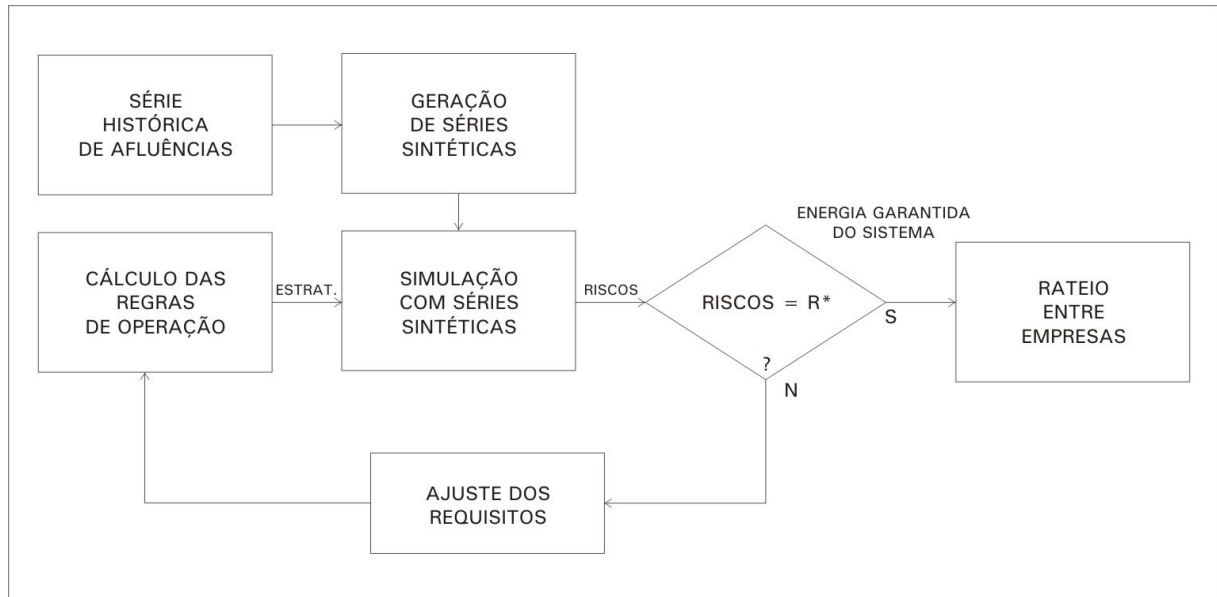
Definida a opção por um dos enfoques básicos, risco ou custo de déficit pré-fixado, há várias alternativas metodológicas para a implementação de um critério probabilístico de suprimento de energia. A opção por determinada alternativa deverá ser feita em função das ferramentas computacionais disponíveis e da facilidade de implementação (FORTUNATO et al., 1990).

A figura 8 representa a implementação de um método probabilístico de avaliação de disponibilidades de energia a risco pré-fixado.

Sua primeira fase é a determinação da energia garantida do sistema, compreendendo a geração de séries sintéticas, o cálculo das regras de operação hidrotérmica e a simulação da operação do sistema. As limitações impostas pelo tamanho do registro histórico de afluições são contornadas pela utilização de uma amostra significativa de séries sintéticas de afluições na simulação. Essa permite

estimar a probabilidade de ocorrência de déficits para um dado requisito. Modificando-se o requisito de energia pode-se obter na simulação um risco de déficit igual a um valor pré-fixado. O requisito de energia para o qual isto ocorre representa a capacidade de produção do sistema ajustada a uma frequência de falhas igual ao risco, ou seja, sua energia garantida ao risco de déficit escolhido.

FIGURA 8 – DETERMINAÇÃO DA ENERGIA GARANTIDA A UM RISCO PRÉ-FIXADO



FONTE: FORTUNATO et al. (1990)

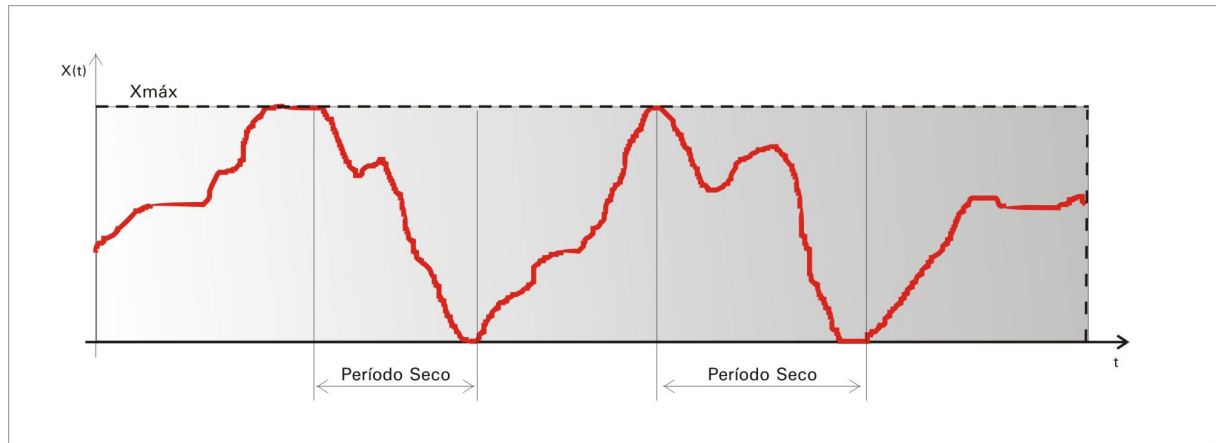
Atualmente, no planejamento da expansão e da operação do sistema interligado brasileiro é adotado um risco de déficit de 5% ao ano para avaliação das disponibilidades de energia (GCOI,1988).

A segunda fase do processo é a avaliação das energias garantidas por empresa. Diferentes alternativas metodológicas podem ser adotadas para o rateio da energia garantida, em função da representação do sistema nos modelos de otimização e simulação utilizados.

Por exemplo, no método proposto pela CEMIG (apud. FORTUNATO et al., 1990) utiliza-se uma extensão do critério determinístico anteriormente descrito, através de simulação com séries sintéticas multivariadas de vazões aos diversos aproveitamentos. A participação de cada usina na energia garantida do sistema é

definida em função de sua geração nos “períodos secos” identificados na simulação, representados na figura 9 e análogos ao período crítico do critério determinístico.

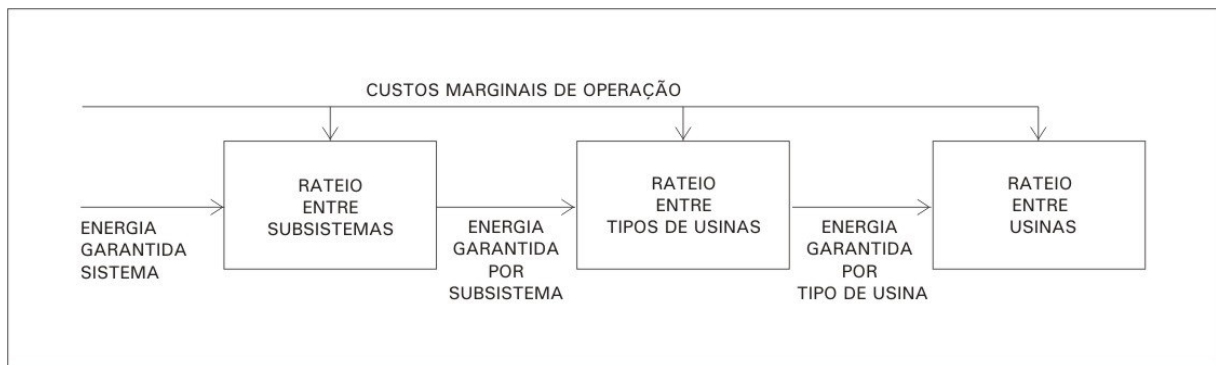
FIGURA 9 – REPRESENTAÇÃO DOS PERÍODOS SECOS



FONTE: FORTUNATO et al. (1990)

Na metodologia atualmente adotada no planejamento da expansão e operação do sistema interligado brasileiro, o rateio da energia garantida do sistema entre empresas é baseado na média ponderada da energia produzida em cada usina com pesos iguais aos custos marginais de operação do sistema. Em função das características dos modelos adotados, o processo de rateio da energia garantida é implementado de acordo com o esquema da figura 10.

FIGURA 10 – ESQUEMA DE RATEIO DA ENERGIA GARANTIDA



FONTE: FORTUNATO et al. (1990)

A maior desvantagem da avaliação de disponibilidade de energia a risco pré-fixado é o caráter arbitrário do índice de garantia escolhido. No caso brasileiro, o risco

adotado de 5% representa um relaxamento em relação ao critério determinístico anteriormente empregado.

O rateio de energia pelo método exposto na figura 10 tem com principal desvantagem o fato de seu valor oscilar em função da configuração do sistema, das regras operativas e de parâmetros e difícil quantificação como custo do déficit. Também variações no custo de combustíveis (e.g. petróleo) produzem flutuações na energia garantida de cada usina.

Essas flutuações no valor da energia garantida não são bem aceitas por potenciais investidores em usinas que preferem um valor fixo para definir a energia garantida por usina. Tal preferência levou o setor elétrico a criar a figura da “energia assegurada” que representa uma espécie de valor contábil para rateio das receitas da geração de energia hidrelétrica.

Outra forma de efetuar o rateio da energia garantida entre usinas é o uso do valor incremental, isto é a diferença entre o sistema com e sem a usina em pauta. Esse critério, contudo depende fortemente da seqüência de entrada em operação das várias usinas do sistema.

Os países que adotam critérios probabilísticos de suprimento de energia utilizam um ou outro enfoque, embora quase nunca de forma absoluta. Há sempre uma tentativa de se balizar os resultados pelas duas formulações.

2.4 MÉTODO DA ENERGIA NATURAL

A avaliação do desempenho de um sistema gerador de energia elétrica é, via de regra, determinado simulando-se matematicamente a operação do sistema ao longo de um dado período, mediante o emprego de regras de operação definidas “a priori”. Essa simulação é realizada a partir de modelos matemáticos cujas variáveis reproduzem as grandezas físicas envolvidas e cujas equações expressam as relações entre as mesmas.

Obviamente dada a complexidade de um sistema elétrico real, todos os modelos matemáticos implicam em simplificações da realidade física e o grau dessas

simplificações é que distingue entre si os diversos modelos. Uma dessas simplificações consiste em substituir o sistema gerador todo por uma usina equivalente com afluições de energia e um único reservatório de energia.

Essa simplificação proposta originalmente pela CANAMBRA (1969) é conhecida como método da energia natural ou também como método do sistema equivalente.

O modelo de simulação pelo método da energia natural apresenta um enfoque bastante simplificado para a simulação de um sistema hidrelétrico, mas conduz a excelentes resultados globais, principalmente se as usinas que compõem o sistema são dotadas de boa regularização a montante ou se forem totalmente desprovidas de regularização.

Além da demanda e das regras operativas, duas componentes básicas entram na simulação de um sistema hidrelétrico: vazões naturais e capacidade de regularização de reservatórios. Essas duas componentes podem ser transformadas em unidades de energia e assim conduzir a uma regularização de energia (FILL, 1980).

As vazões naturais dos rios podem para cada usina ser convertidas em energia não regularizada, ou “energia natural” multiplicando-se essas vazões pela queda líquida, pelo rendimento das máquinas, e pela aceleração da gravidade. Somando-se as energias naturais das várias usinas, obtém-se a energia natural do sistema.

Os volumes úteis dos reservatórios podem ser expressos em termos de energia, calculando-se a geração possível com a água armazenada através de todas as usinas a jusante. A soma dessa capacidade energética de todos os reservatórios constitui a armazenagem (reservatório de energia) total, que pode ser usada para regularizar a energia natural do sistema, para atender a uma dada demanda de energia (FILL, 1979).

A análise do sistema torna-se então análoga ao estudo de regularização de um rio isolado, com apenas um reservatório e uma usina hidrelétrica. É assumida a integração elétrica total entre todas as usinas do sistema, sem limitações e as simulações são feitas a nível mensal, de modo que a energia natural corresponda a uma média mensal.

Para a aplicação do método da energia natural, as seguintes hipóteses simplificadoras devem ser admitidas (FILL, 1980):

1) Para converter vazão em energia natural, uma queda média deve ser escolhida em cada usina que pode diferir da queda real a cada mês. Para usinas com reservatórios o nível de montante depende da função do reservatório do sistema, das afluências naturais e da posição da usina no diagrama de carga do sistema. O nível de jusante varia com a vazão defluente e o nível do reservatório a jusante. Geralmente se assume a queda média como aquela correspondente ao reservatório com 50% do volume útil e a vazão defluente igual a 110% da vazão média. O erro resultante dessa simplificação afeta pouco o resultado que é o valor da energia firme.

2) As vazões naturais devem ser corrigidas pela evaporação líquida dos reservatórios. A evaporação líquida é definida como a diferença entre a evaporação da superfície líquida do reservatório e a evapotranspiração real da área inundada. Isso não cria maiores problemas, podendo a evaporação ser avaliada como função das afluências naturais e ser subtraída das afluências naturais, embora se deva considerar uma área média para o reservatório (usando o mesmo critério da queda média).

3) Está implícito no método que toda energia natural e armazenada é usável, isto é, enquanto aquela for menor que a carga e/ou esta for menor que a armazenagem máxima não haverá vertimentos. Essa condição é difícil de verificar plenamente, mas está próxima da realidade durante épocas de estiagem em sistemas bem regularizados. O vertimento das usinas a fio d'água, e sem regularização a montante, não coloca problemas, podendo ser eliminado das energias naturais, limitando-se essas à produção máxima da usina.

4) Na simulação da operação do sistema, a energia natural em cada período é comparada com a carga, para decidir se o reservatório de energia será deplecionado ou enchido. A distribuição da armazenagem sobre os diferentes reservatórios do sistema (prioridades) e restrições à sua operação (vazões mínimas, curvas de controle) são ignoradas. Admite o método que a operação do sistema é suficientemente flexível para

utilizar de alguma forma a armazenagem disponível na geração de energia. Eventuais perdas de água dos reservatórios por limitações locais ou erros de operação podem ser considerados de forma aproximada por um chamado “rendimento operacional” das unidades geradoras.

5) Uma restrição evidente para o acúmulo de armazenagem são as vazões naturais nos locais onde não existam reservatórios. Se houver um excesso de energia natural no trecho de jusante do reservatório, ela não pode ser adicionada à armazenagem. Entretanto essa limitação pode ser levada em conta separando a energia natural a montante dos reservatórios (energia controlável) e a energia natural incremental afluente aos aproveitamentos a fio de água (energia não controlável ou a fio de água).

Pode-se dizer, entretanto, que apesar dessas hipóteses bastante fortes o método da energia natural conduz a resultados bastante satisfatórios, principalmente no estudo de alternativas, desde que o sistema esteja voltado primordialmente à produção de energia elétrica e onde os diversos aproveitamentos não estejam sujeitos a um conjunto complexo de restrições e regras de operação tal como ocorre em desenvolvimentos de propósitos múltiplos. FILL (1980) mostrou que a diferenças resultadas em relação a modelos individualizados raramente ultrapassa aos 5%.

Comporta ainda o método de energia natural a simulação da operação de usinas térmicas, quer seja em regime complementar (usando curvas-guia) ou na base (onde se soma como uma constante ao sistema hidrelétrico) como já descrito no item 2.2. Vale a pena ressaltar que esse método permite um cálculo rápido, inclusive manual, de sistemas hidrelétricos de complexidade razoável.

Pode-se ainda, embora com certas aproximações, determinar as gerações individuais de cada usina, bastando para isso, uma vez conhecido o período crítico, somar as energias naturais dessa usina, acrescentar a armazenagem a montante computando apenas a queda da usina considerada, e dividir pelo número de meses do período crítico.

2.5 SIMULAÇÃO INDIVIDUALIZADA

Embora bastante prático e muito utilizado na fase de planejamento e análise de alternativas há casos em que o método da energia natural é insuficiente para oferecer as respostas a questões como intercambio de energia, vertimento localizado, desempenho de uma usina particular, além de erros decorrentes das hipóteses simplificadoras mencionadas.

Neste caso recomenda-se o método de simulação individualizada que consiste em simular separadamente cada um dos reservatórios e usinas do sistema, dentro de regras e restrições operativas bem definidas. Inicialmente, são calculadas as gerações de cada usina, com a vazão natural afluyente que somadas são comparadas com a carga e então se decide sobre o enchimento ou deplecionamento dos reservatórios. Tomada essa decisão, efetua-se o enchimento ou deplecionamento local por local, seguindo prioridades e atendendo às limitações necessárias (curvas de controle, geração mínima para ponta, vazão mínima).

Havendo usinas térmicas, é decidido o tipo de operação a partir da comparação da respectiva curva-guia com o estoque total armazenado, subtraída a geração térmica da demanda hidráulica, aplicando-se o procedimento anterior à carga residual. Da mesma forma, pode-se levar em conta a geração de pequenas usinas cujo porte não justifica a simulação detalhada de seu funcionamento e cuja contribuição, denominada energia externa pode ser considerado como constante.

Este método permite que uma série de refinamentos possam ser introduzidos no modelo de simulação, uma vez que ao simular o sistema, é conservada a individualidade de cada usina (ELETROBRÁS, 1975). Assim, além de atender a limitações locais específicas e regras operativas para cada usina e reservatório, pode-se levar em conta as variações do nível do canal de fuga em função da vazão, do nível do reservatório com o volume armazenado, do rendimento com a queda, e assim por diante (FILL, 1980). Também a evaporação dos reservatórios pode ser considerada de forma mais realista usando-se a área real a cada mês, e o estado de umidade da bacia.

O grande volume de cálculo era um dos limitadores deste método, embora este problema possa ser considerado superado com o desenvolvimento da capacidade de cálculo e memória com computadores atuais, as imprecisões e limitações implícitas nos refinamentos e o desconhecimento de regras operacionais ótimas, para cada reservatório além do grande número de variáveis independentes podem também limitar a confiança nos resultados deste modelo. Muitas vezes o ganho na precisão dos resultados é mascarado pela imprecisão dos dados básicos como vazões, produtividades, volumes e área dos reservatórios e parâmetros de evaporação líquida.

Evidentemente, no planejamento da operação do sistema existente a simulação individualizada é imprescindível, pois neste caso a questão a ser respondida é como a geração deve ser distribuída entre as usinas para atender a demanda (menos eventuais racionamentos) a cada momento. Essa alocação da geração total entre as várias usinas do sistema é denominado “despacho de carga”.

2.6 PLANEJAMENTO DE OPERAÇÃO

2.6.1 Formulação Geral do Problema

O planejamento de longo e médio prazo da operação energética leva em conta o armazenamento nos reservatórios, a probabilidade de futuros déficits no atendimento, indisponibilidade duradoura de equipamentos de geração ou de transmissão relevantes e a expectativa de geração térmica futura. Normalmente, o horizonte de estudo se estende por dois a cinco anos e adota-se a discretização em etapas semanais ou mensais (FORTUNATO et al., 1990).

O objetivo do planejamento é a minimização dos custos esperados de operação no período de estudo.

Em termos matemáticos, o objetivo do planejamento é encontrar uma estratégia de operação que, para cada estágio do período de planejamento, dado o estado do sistema no seu início, forneça decisões de geração para cada aproveitamento.

Se as vazões afluentes em cada estágio forem conhecidas no início deste estágio, o problema de controle da operação resultante pode teoricamente ser resolvido por “*Programação Dinâmica Estocástica – PDE*”, através de uma recursão do tipo acaso-decisão, ou seja, dada uma escolha ao acaso da variável aleatória (e.g. as afluências), passa-se à definição da melhor operação (decisão).

Matematicamente, tem-se (MACHADO, 1992):

$$\alpha_t^*(\mathbf{X}_t) = E_{a_t/x_t} \left[\min \left(C_t(\mathbf{u}_t) + \frac{1}{\beta} \cdot \alpha_{t+1}^*(\mathbf{X}_{t+1}) \right) \right] \quad (2.1)$$

Para $t = T, T-1, \dots, 1$

Sujeito a:

$$a) \mathbf{X}_{t+1} = f_t(\mathbf{X}_t, A_t, \mathbf{u}_t)$$

$$b) g_{t+1}(\mathbf{X}_{t+1}) \geq 0$$

$$c) h_t(\mathbf{u}_t) \geq 0$$

Onde:

\mathbf{X}_t	- estado de armazenamento do sistema no início do estágio t ;
A_t	- afluência ao sistema durante o estágio t ;
E_{a_t/x_t}	- valor esperado sobre todos os possíveis valores de afluência no estágio t , condicionados pelo estado de armazenamento \mathbf{X}_t que é conhecido ao início de t ;
\mathbf{u}_t	- vetor de decisões no estágio t , correspondente às gerações hidrelétricas;
$C_t(\mathbf{u}_t)$	- custo operativo associado à decisão \mathbf{u}_t ;
t	- número de estágios do período de planeamento;

$\alpha_t^*(\mathbf{X}_{t+1})$	- custo de operação ótimo esperado de t até o final do período de planejamento supondo-se uma operação ótima (mínimo custo esperado);
β	- fator de desconto;
$f_t(\mathbf{X}_t, A_t, \mathbf{u}_t)$	- função de transição de estado do sistema, ou seja, as relações que levam de \mathbf{X}_t , supondo A_t e \mathbf{u}_t , a \mathbf{X}_{t+1} ;
$g_{t+1}(\mathbf{X}_{t+1})$	- conjunto de restrições relativas ao estado do sistema;
$h_t(\mathbf{u}_t)$	- conjunto de restrições relativas à decisão.

A representação do estado do sistema, \mathbf{X}_t , pode incluir todas as variáveis que afetam a operação. No caso de sistemas hidrelétricos, pelo menos duas classes de variáveis devem ser representadas: o nível de armazenamento nos reservatórios, V_t , e algum tipo de informação sobre a tendência hidrológica no sistema. Estas informações podem ser fornecidas, por exemplo, pelas vazões incrementais aos reservatórios durante o estágio anterior, A_{t-1} . Assim:

$$\mathbf{X}_t = \begin{bmatrix} V_t \\ A_{t-1} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

O vetor de decisões \mathbf{u}_t usualmente representa as vazões turbinadas, Q_t , e as vazões vertidas, S_t . Na notação vetorial tem-se:

$$\mathbf{u}_t = \begin{bmatrix} Q_t \\ S_t \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

A equação de transição $f_t(\mathbf{X}_t, A_t, \mathbf{u}_t)$ corresponde à conhecida equação de balanço hídrico, onde M_i é o conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i .

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - (Q_t(i) + S_t(i)) + \sum_{j \in M_i} (Q_t(j) + S_t(j)) \quad (2.4)$$

As restrições sobre o estado do sistema $g_{t+1}(\mathbf{X}_{t+1})$, são usualmente representadas como limites superiores e inferiores para os volumes armazenados.

$$\underline{V}_{t+1} \leq V_{t+1} \leq \bar{V}_{t+1} \quad (2.5)$$

As restrições às variáveis de decisão, $h_t(\mathbf{u}_t)$, também correspondem a limites superiores para a vazão turbinada,

$$Q_t \leq \bar{Q}_t \quad (2.6)$$

E inferiores para a defluência total

$$Q_t + S_t \geq \underline{\mathbf{u}}_t \quad (2.7)$$

O custo operativo imediato associado à decisão, $C_t(\mathbf{u}_t)$, usualmente corresponde ao custo de atendimento da carga remanescente com geração termelétrica.

Em sua formulação mais simples, $C_t(\mathbf{u}_t)$ pode ser obtido através dos seguintes passos:

Cálculo do total de geração hidrelétrica no sistema, $GH(\mathbf{u}_t)$

$$GH(U_t) = \sum_{i=1}^N \rho_i \cdot Q_t(i) \quad (2.8)$$

Onde:

N - número de usinas hidrelétricas do sistema;

$\rho_t^{(i)}$ - é o coeficiente de produtividade da i -ésima usina no tempo t .

Note-se que o coeficiente de produtividade depende dos volumes armazenados inicial e final e da defluência, ou seja:

$$\rho_t^{(i)} = \rho(V_t(i), V_{t+1}(i), Q_t^{(i)}, S(i)) \quad (2.9)$$

Utilização das unidades termelétricas para atendimento da carga remanescente com custo mínimo (o déficit no atendimento pode ser representado como uma unidade térmica adicional com custo de operação muito alto). O custo de operação associado $C_t(\mathbf{u}_t)$ é então calculado como resultado da otimização da geração térmica.

$$C_t(U_t) = \text{Min} \sum_{j=1}^J CT_j(GT_j) \quad (2.10)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J CT_j = L_t - GH(U_t)$$

$$\underline{GT}_j \leq GT_j \leq \overline{GT}_j$$

Onde:

J - número de unidades térmicas do sistema;

GT_j - geração da j-ésima unidade;

$GH(\mathbf{u}_t)$ - calculado pela equação (2.8);

$CT_j(GT_j)$ - custo da j-ésima unidade térmica quando gerando GT_j ;

\underline{GT}_j e \overline{GT}_j - limites superior e inferior da geração da j-ésima unidade térmica, respectivamente.

A formulação simplificada apresentada na equação (2.10) pode ser estendida para incluir variações de carga durante a etapa e perdas de geração não programadas, através da convolução das curvas de duração de carga.

A função do custo $C_t(\mathbf{u}_t)$ é geralmente calculada antes da execução do algoritmo recursivo da PDE.

2.6.2 Racionamento Preventivo

Um sistema elétrico está sujeito a falhas, sendo que a qualidade de atendimento de energia pode ser medida por um parâmetro denominado “*risco de déficit*”.

Segundo FILL e GROSZEWICZ (1987) o risco de déficit é definido como a probabilidade do sistema ser incapaz de atender a demanda pelo menos uma vez em um ano qualquer. Este parâmetro pode ser estimado a partir da distribuição de probabilidades de falhas nos vários componentes do sistema e, no caso do sistema hidrelétrico, também das características estocásticas das afluições às usinas.

No caso de um sistema atender toda a demanda, sempre que fisicamente possível o déficit e o conseqüente racionamento só ocorrem no caso do esvaziamento completo do reservatório equivalente de energia. Neste caso não há controle sobre o racionamento dado que o déficit será igual a diferença entre a demanda e a energia afluyente (esta uma variável aleatória). Para evitar este racionamento geralmente muito severo e incontrolável os operadores do sistema costumam impor cortes no fornecimento ainda na situação do reservatório de energia parcialmente cheio, sendo estes cortes referidos como racionamento preventivo.

FILL e GROSZEWICZ (1987) propuseram diferentes políticas de racionamento preventivo, analisaram a sua influência sobre o desempenho no subsistema interligado Sul-Sudeste e concluíram que:

- Sempre existem políticas de racionamento preventivo que apresentam vantagem sobre a alternativa de não impor qualquer corte de carga ao sistema;
- Cortes maiores devem ser realizados em níveis mais baixos e cortes menores em níveis mais altos;
- Na medida em que se buscam políticas com pequena vulnerabilidade, os cortes pequenos a níveis mais altos são preferidos;

- Políticas que resultam em frequência ou duração pequenas são aquelas com cortes grandes a níveis baixos do reservatório (diminui-se a frequência à custa de um aumento de vulnerabilidade);
- A duração do racionamento é muito mais influenciada pela magnitude do corte de carga do que pelo nível do reservatório, essa independência da duração em relação ao nível aumenta para cortes maiores e cargas mais baixas;
- A forma das distribuições de déficit dado que houve déficit praticamente independe da carga.

A análise desses autores restringiu-se a racionamentos preventivos expressos como percentual da carga, variável em função do nível do reservatório, porém estabelecidos de forma arbitrária sem qualquer consideração econômica ou de preocupação em manter o risco em níveis pré-fixados. A presente dissertação procura retomar a questão do racionamento preventivo, contudo estabelecendo como princípio a manutenção do risco abaixo de um limiar.

Procura-se manter constante a probabilidade de se atingir o estado vazio do reservatório de energia, determinando-se os cortes de carga necessários para essa condição. O indicador do corte de carga é uma curva de regularização para um armazenamento inicial correspondente ao reservatório de energia parcialmente cheio. Neste enfoque nenhuma inferência é feita sobre vazões futuras, sendo a probabilidade de falha resultante estimada simplesmente pelo número de séries sintéticas que levam ao estado vazio do reservatório de energia em algum momento do futuro.

2.7 TEORIA ESTOCÁSTICA DOS RESERVATÓRIOS

A utilização intensiva dos recursos hídricos em todos os países, aliada à crescente competição entre diferentes usos da água e ao avanço tecnológico da sociedade em geral, têm demonstrado a necessidade de estudos cada vez mais aprofundados sobre o dimensionamento dos reservatórios de regularização. Dada a

natureza inerentemente estocástica dos fenômenos hidrológicos, diversos engenheiros passaram a colher subsídios da teoria de processos estocásticos para transferi-los de forma prática ao seu campo de atuação. Por outro lado, diversos matemáticos, atraídos pelos desafios teóricos e pelo excepcional potencial de aplicações, estreitaram suas ligações com os engenheiros, tentando identificar áreas, questões e problemas em que sua atuação fosse a mais eficaz. Desse esforço multidisciplinar surgiu o que hoje é conhecido por teoria estocástica dos reservatórios (GOMIDE, 1986).

O problema básico a ser resolvido é obter uma relação entre o volume do reservatório, a vazão regularizada máxima (vazão firme) e a confiabilidade associada à garantia dessa vazão firme sobre um dado horizonte de planejamento.

Os precursores e notáveis contribuintes desse campo de pesquisa, sugeridos por GOMIDE (1983) como fonte de pesquisa bibliográfica são RIPPL (1883), HAZEN (1914), SUDLER (1927), HURST (1951), MORAN (1954), YEVJEVICH (1965), LLOYD (1974) e PEGRAM et al. (1980). Além destes GOMIDE (1986), constitui-se em uma excelente fonte bibliográfica em português.

Duas linhas de pesquisa dentro da teoria estocástica dos reservatórios podem ser identificáveis, mesmo que se corra o risco de uma exagerada simplificação:

“*Análise de Moran*” – iniciada pelo próprio MORAN (1954), e desenvolvida consideravelmente nas décadas de 60 e 70, que consiste em obter a distribuição de probabilidades dos vários estados de um reservatório a partir de matrizes de transição de uma cadeia de *Markov*. Especial destaque nesta linha cabe à contribuição de LLOYD (1963) e LLOYD e ODOOM (1964), que estendeu a idéia original de forma a contemplar a sazonalidade e a persistência (correlação em série) das vazões fluviais.

“*Análise de amplitudes*” - iniciada por HURST (1951) e FELLER (1951), e desenvolvida consideravelmente pela escola de YEVJEVICH (1965), na *Colorado State University*, que consiste na continuada procura de resultados característicos das propriedades das somas parciais de variáveis aleatórias e as suas óbvias aplicações ao problema de regularização de reservatórios.

GOMIDE (1986) chamou de teoria do déficit, ou “*análise de déficits*”, a conciliação das duas linhas de pesquisa. Considerando que o “*Modelo de Moran*” é uma aplicação direta da teoria de cadeias de *Markov*, na situação em que as fronteiras (estados extremos de reservatório vazio, ou cheios) são reflexivas, GOMIDE (1975) mostrou que a distribuição da chamada “*amplitude de somas parciais de variáveis aleatórias*”, objeto de tantos estudos da escola de YEVJEVICH (1965), pode ser obtida a partir da mesma teoria, na situação em que as fronteiras são absorventes. Adicionalmente, este autor mostrou que a distribuição do máximo déficit acumulado (outra propriedade das somas parciais de variáveis aleatórias, relevante para o projeto de reservatórios, e que será definida na próxima seção) decorre da mesma teoria, na situação em que a fronteira correspondente ao estado de reservatório cheio é reflexiva, e a outra fronteira correspondente ao reservatório vazio é absorvente.

2.7.1 A Teoria do Déficit

A necessidade do estudo das somas parciais de variáveis aleatórias decorre do fato de os níveis de armazenamento do reservatório depender diretamente desse tipo de somas. Supondo um reservatório infinito, os armazenamentos ao fim de uma série de intervalos de tempo é o resultado das somas algébricas de afluências (que são variáveis aleatórias) e efluências (que podem ser aleatórias ou não, e caso não sejam, podem ser constantes ou variáveis ao longo do tempo sem que em qualquer hipótese, perca-se a generalidade do raciocínio).

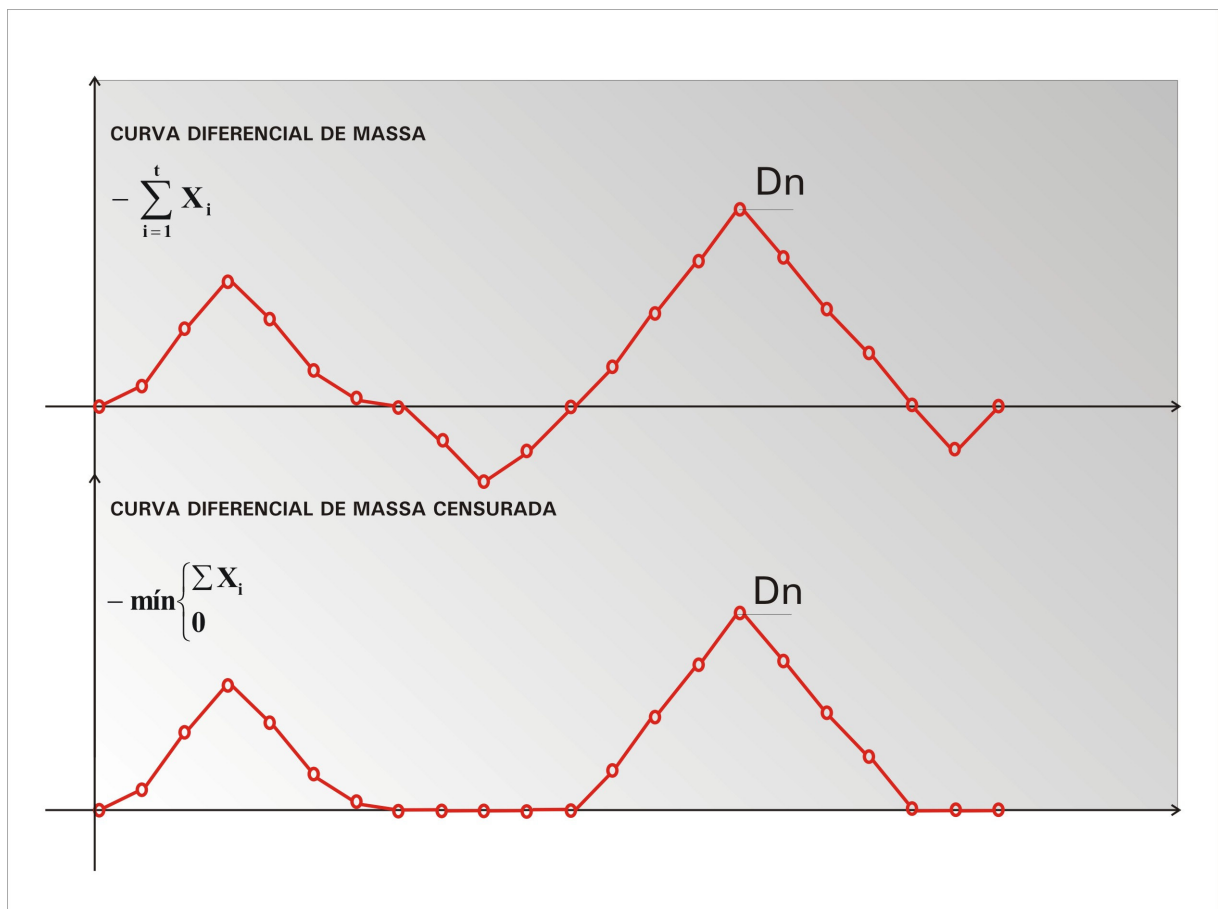
Segundo Gomide (1975) “a propriedade mais importante das somas parciais de variáveis aleatórias é o chamado máximo déficit acumulado, porque é exatamente essa a propriedade avaliada por praticantes de hidrologia a partir da técnica da “curva de massa”, utilizando-a para dimensionar reservatórios”.

Matematicamente, a definição do máximo déficit acumulado de somas parciais de variáveis aleatórias é simples:

$$D_n = -\min_{1 \leq j \leq k \leq n} (x_j + x_{j+1} + \dots + x_{k-1} + x_k) \quad (2.11)$$

Onde X_i é a afluência líquida, isto é a diferença entre a afluência e efluência. Se o reservatório for de tamanho infinito, o máximo déficit acumulado de n intervalos de tempo denotado por D_n , corresponderá aos $(k - j + 1)$ intervalos de tempo em que mais se terá deplecionado o reservatório. Se o reservatório for semi-infinito, no sentido de haver uma fronteira equivalente ao estado “reservatório cheio” (e, portanto, puder verter), mas não existir a fronteira inferior, o raciocínio não muda: graficamente obtém-se uma curva de massa em que os trechos ascendentes são limitados pela condição de reservatório cheio e, caso as afluências continuem a superar as efluências, o gráfico transforma-se simplesmente em uma linha horizontal, até que as afluências passem a ser insuficientes e o gráfico entre em um trecho descendente.

FIGURA 11 – CURVA DIFERENCIAL DE MASSA E CURVA DIFERENCIAL DE MASSA CENSURADA



A figura 11 mostra estes dois casos sendo que as respectivas curvas são chamadas de curva diferencial de massa e curva diferencial de massa censurada. Finalmente, se o reservatório for finito, no sentido de possuir também uma fronteira correspondente ao estado “reservatório vazio”, diz-se que a probabilidade de sucesso do reservatório é, simplesmente, a probabilidade deste não ter se esvaziado ao longo dos n intervalos de tempo, expressa por:

$$P[D_n \leq d] \quad (2.12)$$

Onde d é o tamanho do reservatório. Nota-se então que a função acumulada de distribuição de probabilidade de D_n é a medida da probabilidade de sucesso do reservatório. A obtenção da distribuição de probabilidades da variável aleatória D_n a partir da distribuição de probabilidades das afluências líquidas constitui a essência da análise de déficits.

2.7.2 Afluências Independentes em Série

Segundo GOMIDE (1986) para este caso a distribuição de probabilidades do máximo déficit acumulado D_n é dada por

$$P[D_n \leq k] = \mathbf{r} \mathbf{P}^{(n)} \boldsymbol{\theta}^T \quad (2.13)$$

Onde:

$\mathbf{P}^{(n)}$ é a “matriz de probabilidade de transição em n passos com fronteira inferior absorvente e superior reflexiva”, de dimensão $(k+2)$, \mathbf{r} é o vetor linha $[0 \ 1 \ 1 \ . \ . \ . \ 1 \ 1 \ 1]$ e $\boldsymbol{\theta}^T$ é o vetor coluna cujo transposto é $[0 \ 0 \ 0 \ . \ . \ . \ 0 \ 0 \ 1]$. Entende-se por “matriz de probabilidade de transição em n passos” a matriz cuja entrada correspondente à i -ésima linha e j -ésima coluna é a probabilidade do reservatório mudar do estado j para o estado i em exatamente n intervalos de tempo. Na expressão apresentada é importante ressaltar que:

- A multiplicação da matriz pelo vetor coluna θ^T implica em preservar apenas a sua última coluna (que corresponde a “estado inicial cheio”);
- A multiplicação dessa coluna pelo vetor linha \mathbf{r} implica em somar todos os seus elementos, com exceção do primeiro (que corresponde a “estado final vazio, dado que começou cheio”);
- A soma de todos os elementos de qualquer coluna da matriz $\mathbf{P}^{(n)}$ é igual à unidade (pois que todos correspondem à probabilidade de eventos mutuamente excludentes e completamente exaustivos).

Em palavras, $P[D_n \leq k]$ é a probabilidade de um reservatório, inicialmente cheio, chegar ao enésimo intervalo de tempo em qualquer estado que não vazio. Como o estado vazio é absorvente, isso equivale a dizer que ele nunca esvaziou-se ao longo de n intervalos de tempo, ou seja, foi bem sucedido.

Para o caso de afluições independentes em série, o problema fica muito simplificado, pois a matriz de probabilidades de transição em n passos é simplesmente a enésima potência da matriz de probabilidades de transição em 1 passo: $\mathbf{P}^{(n)} = \mathbf{P}^n$. Em outras palavras, nesse caso, o volume de água armazenada no reservatório constitui uma cadeia de *Markov* simples, homogênea, com estados $\{0, 1, 2, \dots, k+1\}$, e com a matriz de probabilidades de transição \mathbf{P} dada por:

$$\mathbf{P} = \begin{array}{c|cccccccc} \swarrow & 0 & 1 & 2 & & & k-2 & k-1 & k & k+1 \\ \hline 0 & 1 & l_{-1} & l_{-2} & \cdot & \cdot & l_{-k+2} & l_{-k+1} & l_{-k} & l_{-k-1} \\ 1 & 0 & p_0 & p_{-1} & \cdot & \cdot & p_{-k+3} & p_{-k+2} & p_{-k+1} & p_{-k} \\ 2 & 0 & p_{+1} & p_0 & \cdot & \cdot & p_{-k+4} & p_{-k+3} & p_{-k+2} & p_{-k+1} \\ 3 & 0 & p_{+2} & p_{+1} & \cdot & \cdot & p_{-k+5} & p_{-k+4} & p_{-k+3} & p_{-k+2} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ k-2 & 0 & p_{k-3} & p_{+k+4} & \cdot & \cdot & p_0 & p_{-1} & p_{-2} & p_{-3} \\ k-1 & 0 & p_{k-2} & p_{+k+3} & \cdot & \cdot & p_{+1} & p_0 & p_{-1} & p_{-2} \\ k & 0 & p_{k-1} & p_{+k-2} & \cdot & \cdot & p_{+2} & p_{+1} & p_0 & p_{-1} \\ k+1 & 0 & u_{+k} & u_{+k-1} & \cdot & \cdot & u_{+3} & u_{+3} & u_{+1} & u_{+0} \end{array}$$

Nessa matriz, as entradas p_i medem a probabilidade do balanço entre afluências e efluências discretizadas $(X)_t$ ser igual a $i : P[X_t = i] = p_i$, e os elementos na primeira e na última linha são tais que:

$$l_{-j} = p_{-j} + p_{-j-1} + p_{-j-2} + \dots \quad (j = 0, 1, 2, \dots, k+1) \quad (2.14)$$

$$u_{+j} = p_{+j} + p_{+j+1} + p_{+j+2} + \dots \quad (j = 0, 1, 2, \dots, k+1) \quad (2.15)$$

A chave do raciocínio que deve ser seguido para a aplicação do exposto passa a ser, então, a distribuição de probabilidades da variável aleatória afluência líquida e a seleção adequada do esquema de discretização das variáveis envolvidas, isto é, das afluências e do tamanho do reservatório.

Desta forma, pode-se discretizar qualquer tipo de afluência, e encontrar-se a probabilidade de sucesso de qualquer tamanho de reservatório, para qualquer valor da vazão que se deseja garantir desde que se conheça distribuição de probabilidades das afluências. Conseqüentemente existe uma relação bem definida entre tamanho de reservatório e vazão firme, para uma dada probabilidade de sucesso cuja determinação é o problema fundamental do dimensionamento de reservatórios. Essa relação é chamada de “*curva de regularização*”.

2.7.3 Resultados Independentes da Condição Inicial

Quando se busca encontrar soluções de longo prazo, que é o caso do planejamento da expansão, a obtenção de resultados independentes da condição inicial pode ser interessante.

Há dois tipos de resultados independentes das condições iniciais: resultados assintóticos, no sentido de também serem independentes do tempo (no caso o número n de intervalo de tempo), e resultados que dependem do tempo, apesar de não

dependerem das condições iniciais. A distribuição assintótica do máximo déficit acumulado, para a situação em que a vazão a garantir é igual à vazão média de longo termo, foi encontrada por GOMIDE (1975, 1978), que mostrou também ser válida para o caso de afluência com estrutura de correlação em série.

Um outro resultado mais forte e mais importante em termos de potencial de aplicações, chamado de distribuição quase estacionária de probabilidades de estados do reservatório, que segundo GOMIDE (1986) na época passou despercebido, será discutido a seguir.

O produto da t -ésima potência da matriz de probabilidade de transição, pelo vetor θ^T fornece a distribuição de probabilidades dos estados do reservatório no tempo t que, novamente multiplicado pela matriz de probabilidades de transição, fornece a distribuição de probabilidades dos estados do reservatório no tempo $t + 1$. Em qualquer dos vetores resultantes, a soma de todos os elementos exclusive o primeiro, fornece a probabilidade de sucesso do reservatório, válida, no caso do primeiro resultado, para t intervalos de tempo, e no caso do segundo resultado, para $t + 1$ intervalos de tempo:

$$\mathbf{P}^t \theta^T = \begin{bmatrix} p^{(t)} & (0, k+1) \\ p^{(t)} & (1, k+1) \\ p^{(t)} & (2, k+1) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ p^{(t)} & (k, k+1) \\ p^{(t)} & (k+1, k+1) \end{bmatrix}; \mathbf{P}^{t+1} \theta^T = \mathbf{P} \begin{bmatrix} p^{(t)} & (0, k+1) \\ p^{(t)} & (1, k+1) \\ p^{(t)} & (2, k+1) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ p^{(t)} & (k, k+1) \\ p^{(t)} & (k+1, k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p^{(t+1)} & (0, k+1) \\ p^{(t+1)} & (1, k+1) \\ p^{(t+1)} & (2, k+1) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ p^{(t+1)} & (k, k+1) \\ p^{(t+1)} & (k+1, k+1) \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$$P[D_t \leq k] = \mathbf{r} \mathbf{P}^t \theta^T; \quad P[D_{t+1} \leq k] = \mathbf{r} \mathbf{P}^{t+1} \theta^T \quad (2.17)$$

Nos vetores apresentados, $p^{(t)}(s, k+1)$ denota a probabilidade do reservatório que estava inicialmente cheio (estado $k+1$), estar no t -ésimo passo, no estado s . Entende-se por distribuição estacionária de probabilidades aquela que conduz às seguintes condições: $p^{(t+1)}(s, k+1) = p^{(t)}(s, k+1)$ para todos os $s = 0, 1, K, k+1$. Em álgebra matricial, o problema se reduz à determinação do auto valor λ e do auto vetor \mathbf{p} tal que $\mathbf{P} \cdot \mathbf{p} = \lambda \cdot \mathbf{p}$. Como a soma de todos os valores do vetor \mathbf{p} tem, obrigatoriamente, de ser unitária, o problema tem uma solução trivial: $\lambda = 1$, $p(0, k+1) = 1$ e $p(s, k+1) = 0$ para $s = 1, 2, K, k+1$. Em palavras, como todo o estado vazio é absorvente, no longo prazo aí estará concentrada toda a massa de probabilidades, formando assim a distribuição estacionária.

No entanto, se for observada que a matriz \mathbf{P} pode ser repartida como segue:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} 1 & \mathbf{I}^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{P}_* \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Onde:

$$\mathbf{I}^T = [l_{-1} \quad l_{-2} \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad l_{-k} \quad l_{-k-1}] \quad (2.19)$$

e

$$\mathbf{0}^T = [0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0] \quad (2.20)$$

Nota-se que:

$$\mathbf{P}^t = \begin{bmatrix} 1 & \mathbf{I}^T (\mathbf{I} + \mathbf{P}_* + \mathbf{P}_*^2 + \dots + \mathbf{P}_*^n) \\ \mathbf{0} & \mathbf{P}_*^t \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Onde \mathbf{I} é a matriz identidade, de dimensão $k+1$. Como se verá em seguida é relevante encontrar-se o autovalor da matriz \mathbf{P}_* , uma vez que ele mede a relação entre a probabilidade de sucesso nos instantes $t+1$ e t .

$$\mathbf{P} \begin{bmatrix} p^{(t)} & (1, k+1) \\ p^{(t)} & (2, k+1) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ p^{(t)} & (k, k+1) \\ p^{(t)} & (k+1, k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p^{(t+1)} & (1, k+1) \\ p^{(t+1)} & (2, k+1) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ p^{(t+1)} & (k, k+1) \\ p^{(t+1)} & (k+1, k+1) \end{bmatrix} = \lambda \begin{bmatrix} p^{(t)} & (1, k+1) \\ p^{(t)} & (2, k+1) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ p^{(t)} & (k, k+1) \\ p^{(t)} & (k+1, k+1) \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$P[D_t \leq k] = \sum_{s=1}^{k+1} p_{(s, k+1)}^{(t+1)} = \lambda \sum_{s=1}^{k+1} p_{(s, k+1)}^{(t)} = \lambda P[D_t \leq k] \quad (2.23)$$

ou, mais generalizadamente falando:

$$P[D_{t+n} \leq k] = \lambda^n P[D_t \leq k] \quad (2.24)$$

A expressão (2.24) pode ser comparada com a expressão clássica da probabilidade condicionada

$$P(A \cap B) = P(B | A) P(A) \quad (2.25)$$

E sendo A o evento “sucesso em t anos” e B o evento “sucesso nos n anos seguintes” $A \cap B$ será o evento “sucesso em $t+n$ anos”. Comparando-se (2.25) com (2.24) observa-se que λ^n exprime a probabilidade condicionada do reservatório ser operado com sucesso em “ n ” anos dado que houve sucesso nos “ t ” anos anteriores do período de planejamento “ $t+n$ ”.

Para facilitar a interpretação de λ , para hidrólogos familiarizados com o conceito de tempo de recorrência, é interessante ressaltar que $\lambda = 1 - 1/T_r$.

Assim, podem ser produzidos resultados relacionando a demanda (ou vazão firme), o tamanho do reservatório e o tempo de recorrência, este último substituindo o conceito de probabilidade de sucesso que obrigava a definir o horizonte de

planejamento (ou vida útil da obra), e incorporava os efeitos do estado inicial do reservatório.

2.7.4 Tempo de Retorno

Neste ponto é interessante definir mais claramente o conceito de tempo de retorno e discutir a sua relação com as probabilidades de sucesso.

Seja F um evento que pode ocorrer ao longo do tempo. Esse evento normalmente é conceituado como sendo a falha de um sistema (isto é, a incapacidade de atender a seus propósitos num dado instante ou intervalo de tempo). O evento F pode ser, por exemplo, a ocorrência de vazões superiores a capacidade de descarga de um vertedor, ou o esvaziamento completo de um reservatório de regularização. Seja τ o intervalo de tempo entre ocorrências sucessivas de F medido em geral em anos. Evidentemente τ é uma variável aleatória dado o caráter aleatório dos fenômenos que levam a falha do sistema. O tempo de retorno Tr do evento F é definido como o valor esperado (média) dessa variável aleatória.

Seja p a probabilidade de ocorrência de F em um dado intervalo de tempo t , então para eventos F independentes, resulta:

$$Tr = 1p + 2qp + 3q^2p + \dots = p \sum 1 + 2q + 3q^2 + \dots \quad (2.26)$$

Onde $q = 1 - p$ é a probabilidade de não ocorrência de F .

A série de potência equivale a expansão em série de

$$(1 - q)^{-2} = 1 + 2q + 3q^2 \quad (2.27)$$

Assim resulta:

$$Tr = \frac{p}{(1 - q)^2} = \frac{p}{p^2} = \frac{1}{p} \quad (2.28)$$

No caso de eventos dependentes o tempo de retorno será função da probabilidade condicionada da ocorrência de F em um ano n dado, não ocorrer nos $n - 1$ anos anteriores. Seja S_t o evento de “sucesso em t anos” e s_{t+1} o evento sucesso no t ésimo ano.

Então

$$Tr = 1P(S_0)[1 - P(s_1 | S_0)] + 2P(S_1)[1 - P(s_2 | S_1)] + 3P(S_2)[1 - P(s_3 | S_2)] + \dots \quad (2.29)$$

Onde $P(A)$ é a probabilidade do evento A . Supondo que $P(s_{t+1} | S_t)$ seja constante e independente de t e notando que

$$P(S_t) = P(S_{t-1}) \cdot P(s_t | S_{t-1}) \quad (2.30)$$

Resulta:

$$Tr = P(S_0)[1 - P(s_1 | S_{t-1})] + 2[1 - P(s_t | S_{t-1})] P(s_t | S_{t-1}) + 3[1 - P(s_t | S_{t-1})P^2(S_{t-1})] \quad (2.31)$$

Dado que $P(S_0) = 1$ (no início do período do sistema é bem sucedido sempre) e denotando $\lambda = P(s_t | S_{t-1})$

$$Tr = (1 - \lambda)(1 + 2\lambda + 3\lambda^2 + K) \quad (2.32)$$

Ou seja

$$Tr = (1 - \lambda) \frac{1}{(1 - \lambda)^2} = \frac{1}{1 - \lambda} \quad (2.33)$$

que mostra que o conceito de tempo de retorno pode ser aplicado também para eventos de falha não independentes no tempo. Note que a probabilidade de falha de um reservatório de regularização plurianual depende de falhas em anos anteriores, pois nesse caso o ano se inicia com o reservatório já deplecionado.

2.7.5 Afluências Dependentes em Série

Da mesma forma que LLOYD (1963) sugeriu a extensão do reservatório de *Moran* para afluências dependentes em série, pode-se estender também a teoria do déficit exposta anteriormente.

A formulação da solução é relativamente simples: trata-se de redefinir o que se entende por “estado do sistema”, que, ao invés de ser caracterizado apenas pelo nível do armazenamento, passa a ser caracterizado pelo par de variáveis “*nível de armazenamento*” e “*afluência anterior*” (GOMIDE, 1986).

Claramente, essa segunda informação era desnecessária no caso da independência em série, ou seja, conhecer a afluência anterior não era relevante para a distribuição de probabilidade da nova afluência.

O problema nesse artifício engenhoso de restauração das propriedades markovianas é que o tamanho das matrizes envolvidas cresce dramaticamente, pois em vez de $k + 2$ estados, devem ser considerados $m \cdot (k + 2)$ novos estados, onde m é o número de massas de probabilidade utilizados na discretização das afluências.

A parcimônia na discretização passa a ser fundamental para a viabilização dos cálculos em detrimento do realismo com que as vazões naturais são modeladas. Extremo de parcimônia foi demonstrado por GOMIDE (1975), modelando afluências simétricas por apenas duas massas de probabilidade, ganhando alguma experiência na influência da estrutura de correlação nos tamanhos dos reservatórios.

Essa experiência também pode ser obtida a partir de ensaios de simulação, como fizeram GOMIDE e CUNHA (1981), que sugere que “um coeficiente de correlação aos volumes determinados para o caso de afluências independentes, proporcional ao valor do coeficiente de correlação em série, evitando de forma prática um número muito grande de cálculos”.

A título de comentário final, GOMIDE (1986), cita que:

Pode-se informar que a pouca atenção dada por pesquisadores do sul do Brasil à estrutura de correlação em série das afluências anuais decorre do fato de ela ser realmente

pouco importante nessa região geográfica, em decorrência da formação geológica, que implica em um pequeno armazenamento subterrâneo. Naturalmente, quanto menor o lençol subterrâneo, menor o seu efeito regularizador no sentido de transferência de água de um ano para outro, e conseqüentemente, menor o coeficiente de correlação em série. Já na região sudeste do Brasil, não é incomum serem encontrados coeficientes de correlação em série das afluências anuais na faixa de 15 a 25%.

2.8 O MÉTODO DE MONTE CARLO

Suponha que se pretenda planejar ou operar algum aproveitamento hídrico em um local com uma série histórica de “ n ” anos. Essa série é usualmente utilizada como dado de entrada para um modelo de simulação e/ou otimização que produza como saída a grandeza relevante para o projeto. Por exemplo, o volume de reservatório necessário para regularizar uma descarga prefixada, o armazenamento “meta” ao final de cada mês ou a descarga máxima que o vertedor deve ser capaz de dar passagem (KELMAN, 1987).

A figura 12 apresenta a série histórica de uma seção do rio na qual se pretende construir uma barragem que crie um reservatório de regularização. O modelo de simulação/otimização, nesse caso, é simplesmente um diagrama de Rippl, que produz uma saída “ V_h ”, o volume do reservatório.

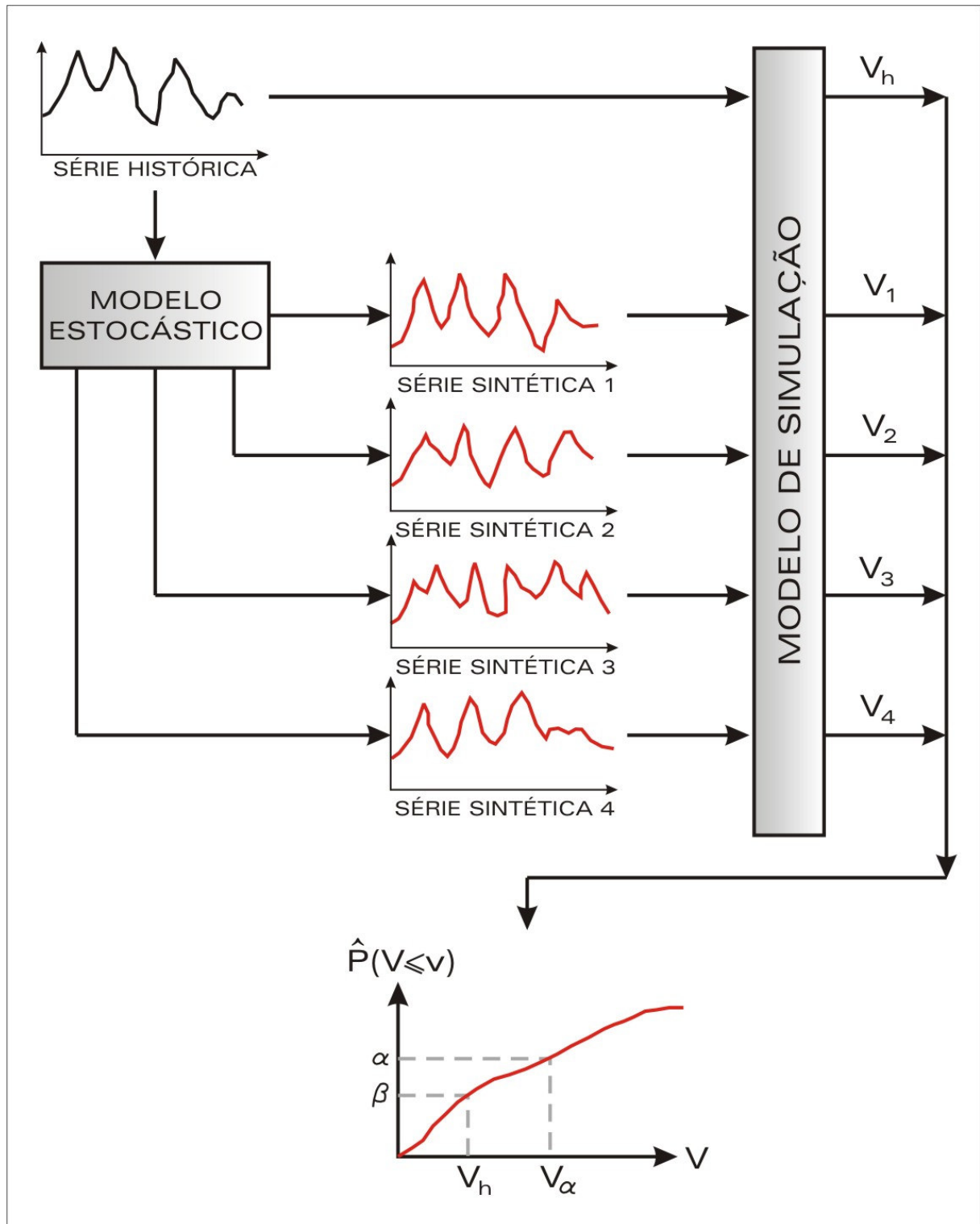
Como a série histórica é apenas uma das possíveis realizações de um processo estocástico, pode-se imaginar que a natureza “sorteou” a série histórica segundo algum conjunto de leis probabilísticas. Um novo sorteio redundaria numa outra série, diferente da histórica, mais igualmente provável. Dispõem-se vários modelos teóricos que procuram aproximar esse comportamento estocástico. Cada um destes modelos permite que, artificialmente, se façam tantos sorteios quantos forem necessários para o estudo em foco.

Cada sorteio estará associado a uma série de vazões, chamada de série sintética que permite obter um volume de reservatório através de mesma técnica de Rippl (ou do máximo déficit acumulado). Assim dispõe-se de N resultados provenientes de N

simulações, ao invés de um único resultado, que seria obtido caso apenas a série histórica estivesse disponível. Dessa forma, a informação contida na série histórica pode ser mais completamente extraída através do modelo estocástico assumido. A figura 12 mostra também que a série histórica é um dado de entrada para o modelo estocástico, que produz tantas séries sintéticas quanto se queira. Como a cada série estocástica estará associado um tamanho de reservatório, é possível inferir a distribuição de probabilidades de “V” a partir da amostra aleatória $(v_1, v_2, v_3 \dots)$.

Caso se pretenda definir o volume do reservatório de forma tal que a probabilidade de sucesso seja $\alpha = \frac{n}{N}$, onde N é número de séries sintéticas, deve-se adotar o valor v_n .

FIGURA 12 – REPRESENTAÇÃO DO MÉTODO DE MONTE CARLO



FONTE: KELMAN (1987)

Caso se pretenda definir o volume pelo método tradicional, isto é, v_h , pode-se avaliar a probabilidade de sucesso β . Nesse contexto, sucesso significa o atendimento da descarga que se escolheu para regularizar, num horizonte de planejamento igual ao da série histórica.

É importante ressaltar, no entanto, que, quando se projeta para v_n , o horizonte de planejamento pode ser diferente, inclusive mais longo, do que o número de anos de série histórica. Basta que as séries sintéticas tenham o comprimento do desejado horizonte de planejamento.

O método de Monte Carlo é particularmente apropriado para a solução de problemas mais complexos, por exemplo, quando as afluências anuais são dependentes entre si ou quando se dimensiona não apenas um reservatório e sim um sistema de reservatórios.

Na presente dissertação foi utilizado o método de Monte Carlo aliado à geração de séries sintéticas de energias naturais. Para este processo inicialmente geram-se “ N ” séries de afluências cada uma com “ M ” anos (assumindo-se uma distribuição de probabilidades marginal e uma estrutura de dependência temporal), estocasticamente indistinguíveis da série histórica. Obtém-se “ N ” valores para o máximo déficit acumulado atribuindo a cada um a probabilidade de “ $1/N$ ”. Assim, $P(D > d_{(n)}) = \frac{n}{N}$ onde $d_{(n)}$ é o n ésimo máximo déficit ordenado em ordem decrescente (KELMAN, 1987).

Fazendo $d_{(n)} = v_{util}$ obtém-se $P(D > d_{(n)}) = P(D > v_{util}) = P(déficit) = \frac{n}{N}$. Essa probabilidade é o risco ao longo do horizonte de planejamento de “ M ” anos sendo M a extensão das séries geradas.

Segundo FILL (2005) “este método é muito flexível e permite analisar casos não estacionários com demanda variável e expansão do volume útil. Contudo exige a aceitação de hipóteses nem sempre comprováveis sobre as propriedades estatísticas das vazões ou energias afluentes”.

Pela discussão na seção 2.7, na abordagem estocástica de eventos dependentes o tempo de retorno resulta:

$$Tr = \frac{I}{I - P(s_{n+1} | S_n)} \quad (2.34)$$

Onde:

S_n = sucesso em n anos;

s_n = sucesso no ano “ n ”;

$s_{n+1} | S_n$ = sucesso no ano $n + 1$ dado sucesso nos n anos anteriores;

Observa-se pela discussão na seção 2.7 que:

$$P(S_n) = P(S_0) \cdot P(s_1 | S_0) \cdot P(s_2 | S_1) \dots$$

Se $P(s_{t+1} | S_t)$ for constante ao longo dos n anos, $P(S_n) = [P(s_t | S_{t-1})]^n$ e a equação (2.34) implica em:

$$P(S_n) = \left(I - \frac{I}{Tr} \right)^n \quad (2.35)$$

Sendo risco de falha ao longo de n anos:

$$R_n = I - P(S_n) = I - \left(I - \frac{I}{Tr} \right)^n \quad (2.36)$$

Expressão bastante conhecida para o caso de eventos independentes como cheias anuais.

Obtido o risco ao longo de M anos ($= \frac{n}{N}$) para um volume útil igual a $d_{(n)}$ o tempo de retorno resulta pela inversão da equação (2.36) como:

$$Tr = \left[1 - \left(1 - \frac{n}{N} \right)^{1/M} \right]^{-1} \quad (2.37)$$

2.9 GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS

Dado que neste trabalho optou-se pelo método Monte Carlo para obter as curvas de regularização faz-se necessário gerar séries sintéticas que permita as simulações correspondentes. Considerando ainda que essas simulações seriam efetuadas usando o método da energia natural deve-se gerar séries de energia afluente ao sistema. Adotou-se um número de séries igual a 1.000 que foi considerado suficiente para a precisão almejada nos resultados, tendo cada série uma extensão de 50 anos.

Cada uma destas séries pode ser considerada como a realização particular de um processo estocástico, constituindo as 1000 séries geradas uma amostra aleatória.

Segundo BRAGA JR. (1983), “um processo estocástico contínuo é uma família de variáveis aleatórias $\{X_{(t)}, t \in T\}$ indexadas no parâmetro “ t ” (tempo), onde “ T ” representa o conjunto dos números reais e um processo estocástico discreto é aquele onde o conjunto “ T ” está restrito a valores inteiros”.

As séries hidrológicas podem representar o tempo, uma variável contínua, em uma variável discreta, quando o discretiza em intervalos de ano, mês, dia ou hora. Estes intervalos são amplamente utilizados na hidrologia, e o grau de discretização implica em características diferentes em termos de estrutura de dependência temporal nas séries hidrológicas.

Duas questões fundamentais se colocaram para possibilitar a geração de séries sintéticas:

a) estimativa da distribuição marginal de aflúências, incluindo a estimativa de parâmetros;

b) definição da estrutura de correlação temporal da seqüência de vazões.

A estrutura de autocorrelação para o caso de vazões médias mensais ainda não foi estabelecida com clareza, pois a maioria dos modelos não consegue com que a autocorrelação das médias anuais resultante seja compatível com a observada. Devido a esse fato, aliado a não estacionariedade das vazões médias mensais e para evitar o uso de modelos muito complexos para geração de vazões médias mensais, optou-se no caso do sistema elétrico brasileiro por uma geração de séries sintéticas de vazões médias mensais em duas etapas:

a) geração de séries de energias médias anuais;

b) desagregação dessas médias anuais em valores mensais.

Nessa dissertação também adotou-se esse método de modo que inicialmente serão geradas séries de energias naturais afluentes médias anuais.

Entretanto as duas etapas mencionadas (estimativa de distribuição marginal e modelo da estrutura de autocorrelação) devem ser efetuadas para as aflúências anuais.

Escolheu-se para a distribuição marginal a distribuição LN3 (log normal de três parâmetros) e um modelo auto-regressivo de 1º ordem AR(1) para a estrutura de dependência espacial.

A escolha da distribuição LN3 baseou-se nos estudos realizados por KLEMES (1978), baseados em dados de YEVJEVICH (1963) e também analisados por KELMAN (1987). Nestes estudos, conforme detalhado a seguir, foram analisados o comportamento do coeficiente de assimetria e de variação de 140 rios espalhados pelo mundo e verificado que a maior parte destes se adapta bem à distribuição LN3. A adequação da distribuição LN3 foi confirmada a partir de uma comparação entre a distribuição LN3 e a distribuição LN2 para a série histórica de aflúências utilizadas nesta dissertação.

A estimativa dos parâmetros de uma distribuição pode ser feita por vários métodos sendo os mais usuais o método dos momentos e o da máxima verossimilhança.

2.9.1 Escolha do Modelo Estocástico

A disponibilidade de muitas séries sintéticas pode dar a impressão de que é possível ter confiança absoluta nos resultados encontrados com o seu emprego. No entanto, é importante ressaltar, que a geração de séries sintéticas não cria informação alguma. Existem até casos em que é preferível utilizar apenas a série histórica (STASCHUS e KELMAN, 1987).

Porém, conforme REVELLE (apud. BESSA e SOARES FILHO, 2001) dados sintéticos gerados a partir da estrutura probabilística dos dados históricos costumam ser otimistas no que toca os valores extremos. Em outras palavras, tantos os períodos de seca como os de intensa pluviosidade são geralmente bem mais amenos do que os registrados ou ainda por ocorrer, prejudicando a análise de situações extremas.

O processo de seleção de um modelo e a estimação de seus parâmetros é feito a partir da inferência com a série histórica. Portanto, a utilização do modelo estocástico de vazões deve ser encarada simplesmente como uma das maneiras de se manipular a informação existente. Nenhuma nova informação é criada, a não ser pela adoção de hipóteses subjacentes ao modelo estocástico. Essas hipóteses devem ser exaustivamente testadas antes que se aceite qualquer modelo. Infelizmente, nunca se pode ter absoluta certeza quanto à identidade do verdadeiro processo utilizado pela natureza.

2.9.2 Estimativa dos Parâmetros

Mesmo que o verdadeiro modelo fosse reconhecido, restaria ainda estimar os parâmetros a partir da única informação disponível: a série histórica. Na prática,

grandezas amostrais, calculadas freqüentemente a partir de registros curtos, são utilizados em lugar dos valores de população.

A geração de uma série sintética suficientemente longa faz com que grandezas amostrais da série sintética convirjam para as grandezas amostrais da série histórica e não para as grandezas populacionais, como seria desejável. Isto é, os erros amostrais da série histórica são perpetuados na série sintética. Esse defeito do método de Monte Carlo é chamado de “tendenciosidade operacional” (KELMAN, 1987).

Existem vários métodos de estimação de parâmetros, a seguir estão apresentados dois métodos, que foram utilizados neste trabalho.

I. Método dos Momentos

O método dos momentos consiste em calcular os “ k ” parâmetros da distribuição em estudo, de tal sorte, que os “ k ” primeiros momentos da distribuição sejam iguais aos momentos correspondentes da amostra. (FERNANDES, 1990)

O momento de ordem “ r ” de uma distribuição de probabilidades em relação a origem é dado por:

$$\mu_r'(\theta_j) = E[X^r] = \int_{-\infty}^{\infty} x^r f_X(x, \theta_j) dx \quad (2.38)$$

Com $f_X(x, \theta_j)$ a função densidade de probabilidades e “ θ_j ” os parâmetros, e portanto os momentos, são funções dos parâmetros θ_j da distribuição. O momento de ordem “ r ” da amostra em relação à origem é dado por:

$$m_r' = \frac{\sum_{i=1}^n x_i^r}{N} \quad (2.39)$$

Sendo x_i os valores amostrais e N o tamanho da amostra. Os momentos amostrais calculados por (2.39) são evidentemente valores numéricos.

O método dos momentos consiste na determinação de estimativas dos parâmetros da resolução de “ k ” equações do tipo:

$$\mu_r'(\theta_j) = m_r' \quad (2.40)$$

Entretanto pode-se provar que a expressão (2.40) fornece estimativas tendenciosas dos momentos de ordem superior à primeira de modo que existe a necessidade de multiplicar o segundo membro por um fator apropriado para que as estimativas dos parâmetros sejam consistentes (isto é, convergem para os valores populacionais).

Embora seja matematicamente equivalente, é usual tomar em lugar dos momentos m_r' os chamados momentos centrados sempre que “ r ” é maior que 1 (um). O momento centrado de ordem “ r ” é definido como:

$$\mu_r(\theta_i) = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu)^r f_X(x, \theta_i) dx \quad r > 1 \quad (2.41)$$

Onde μ é a media populacional $\mu = E(x)$.

As respectivas estimativas amostrais são dadas por:

$$m_r = K_{n,r} \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^r}{N} \quad (2.42)$$

Sendo “ \bar{x} ”, a média aritmética dos valores observados e $K_{n,r}$ o fator de correção da tendenciosidade.

A prática de se usar no ajuste, os momentos centrados, se deve ao fato de que estes momentos têm interpretação geométrica vinculada à forma da curva de densidade de probabilidade da distribuição.

Apenas no caso de “ r ” igual a 1 (um) utiliza-se o momento em relação à origem, neste caso denominado valor esperado ou simplesmente média, evidentemente também função dos parâmetros:

$$\mu(\theta_i) = \int_{-\infty}^{+\infty} x f_x(x, \theta_j) dx \quad (2.43)$$

O momento centrado de segunda ordem, denominado de variância, representa o grau de dispersão da variável aleatória em torno do seu valor esperado (média). Usa-se também, para a mesma finalidade, a raiz quadrada desse momento denominado “desvio padrão” e que tem a vantagem de ter a mesma dimensão da própria variável aleatória. Expresso em forma adimensional como percentual da média, recebe o nome de “coeficiente de variação”. O ajuste dos parâmetros da distribuição usando estimativa de qualquer uma dessas medidas é equivalente (FERNANDES, 1990).

O momento centrado de terceira ordem, quase sempre usado sob forma adimensional, mede o grau de assimetria da distribuição. Na forma adimensional dividido pela potência $(3/2)$ da variância é referido como “coeficiente de assimetria”.

O momento centrado de quarta ordem exprime o maior ou menor grau de achatamento da distribuição, sendo fortemente influenciado pela forma da cauda da mesma. Em geral, é também apresentado na forma adimensional, conhecida como “coeficiente de curtose”, através da sua razão com o quadrado da variância.

Os fatores de correção de tendenciosidade para os estimadores amostrais dos momentos de ordem 2 a 4 são dados por:

$$K_{n,2} = \frac{N}{N-1} \quad (2.44)$$

$$K_{n,3} = \frac{N^2}{(N-1)(N-2)} \quad (2.45)$$

$$K_{n,4} = \frac{N^3}{(N-1)(N-2)(N-3)} \quad (2.46)$$

As expressões para as estatísticas amostrais e que, para a aplicação do método dos momentos, são igualadas à expressão (2.43) no caso da média, é a equação (2.41), nos demais casos, resultam:

$$\text{Média} - \bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i)}{N} \quad (2.47)$$

$$\text{Variância} - s^2 = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{N-1} \right] \quad (2.48)$$

$$\text{Momento de 3ª ordem} - m_3 = \frac{N \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{(N-1)(N-2)} \quad (2.49)$$

II. Método da Máxima Verossimilhança

Sendo dada a função densidade de probabilidade $f_X(x, \theta_j)$, com “ k ” parâmetros, a função de distribuição multivariada da amostra $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ também chamada de função de verossimilhança, pode ser escrita, segundo FERNANDES (1990) como:

$$L = \prod_{i=1}^N f_X(x_i, \theta_j) \quad \begin{cases} i = 1, 2, \dots, N \\ j = 1, 2, \dots, K \end{cases} \quad (2.50)$$

O método da máxima verossimilhança consiste em estimar os parâmetros “ θ_j ” de forma a maximizar a função de verossimilhança. O procedimento consiste em resolver um sistema de “ k ” equações obtidas pelas derivadas parciais de “ L ” em relação a cada “ θ_j ” igualadas a zero. Em síntese, maximizar a função de verossimilhança significa atribuir aos “ k ” parâmetros valores tais que a probabilidade de ocorrência da amostra disponível seja a maior possível.

Na prática usa-se freqüentemente, maximizar o logaritmo da função de verossimilhança que equivale, desde que a função seja sempre positiva, a maximizar a própria função (FERNANDES, 1990).

Obtém-se assim:

$$\ln L = \sum_{i=1}^N \ln f_X(x_i, \theta_j) \quad (2.51)$$

E o sistema a resolver será:

$$\sum_{i=1}^N \frac{1}{f_X(x_i, \theta_1)} \frac{\partial f_X(x_i, \theta_1)}{\partial \theta_1} = 0 \quad (2.52)$$

$$\sum_{i=1}^N \frac{1}{f_X(x_i, \theta_2)} \frac{\partial f_X(x_i, \theta_2)}{\partial \theta_2} = 0 \quad (2.53)$$

$$\sum_{i=1}^N \frac{1}{f_X(x_i, \theta_k)} \frac{\partial f_X(x_i, \theta_k)}{\partial \theta_k} = 0 \quad (2.54)$$

2.9.3 Verificação e Validação do Modelo

Segundo KELMAN (1987), a confiança que se possa ter em um modelo estocástico de vazões depende da capacidade que ele tenha de preservar, nas séries sintéticas, algumas propriedades observadas na série histórica.

Uma propriedade pode ser constituída por um único valor como, por exemplo, a vazão média observada em n anos. Ou pode ser um conjunto de valores, como, por exemplo, a distribuição empírica de probabilidades da máxima vazão observada em cada ano. Diz-se que um modelo preserva uma determinada propriedade quando não se pode distinguir estatisticamente a série histórica da sintética, como base nas observações desta propriedade nas duas séries.

De acordo com KELMAN e PEREIRA (1977) e STEDINGER e TAYLOR (1982), quando alguma propriedade é utilizada para a determinação de um parâmetro de modelo, esta propriedade é automaticamente preservada, por construção. Nesse caso, comparar a observação da propriedade da série sintética com seu correspondente da série histórica serve apenas para verificar a adequação do programa de computador utilizado, e não para validar o modelo.

Portanto, a validação do modelo consiste em verificar a preservação de uma ou mais propriedades que não foram usadas na construção do modelo. Por exemplo, os parâmetros usados na construção de um modelo ou a média, variância e coeficiente de autocorrelação (lag1). Verificando-se, por exemplo se o modelo reproduz adequadamente a extensão de períodos secos (seqüência de vazões abaixo da média) constitui uma validação do modelo. Evidentemente a validação deve-se centrar em propriedades relevantes às finalidades do uso do modelo. Se o objetivo é estudar cheias, a validação deve-se centrar em vazões máximas; se o objetivo é dimensionar reservatórios, a validação deve centrar-se por exemplo no máximo déficit acumulado.

2.9.4 Modelagem de Séries Anuais

Os estudos de simulação de sistemas de recursos hídricos não utilizam, em geral, intervalos de discretização anual. No entanto, é indispensável que se aborde a questão da modelagem de vazões anuais, tanto por fornecer uma base teórica sobre a qual se irá construir as demais modelagens, como porque uma das alternativas de se produzir séries sintéticas mensais necessita a geração prévia de séries anuais.

Diversos pesquisadores têm procurado descobrir nas flutuações das vazões médias de rios ao longo de anos, regularidades que teriam origem nas relações entre as variáveis climático-hidrológicas e as atividades do Sol. A ocorrência de manchas solares em intervalos regulares permitiria prever, segundo esses pesquisadores, ciclos de anos secos e anos úmidos. Outras tentativas de se descobrirem periodicidades nas vazões anuais estiveram em voga na primeira metade do século passado, quando pesquisadores procuravam ajustar ciclos plurianuais às séries hidrológicas observadas com o emprego da técnica das séries de *Fourier*.

Esta técnica consiste em se ajustar uma série temporal por uma soma de funções periódicas (senos e co-senos) de amplitude e frequência distintas. Para uma particular série hidrológica, algumas dessas funções periódicas serão mais relevantes do que outras para a obtenção de um bom ajuste.

As correspondentes frequências são chamadas de periodicidades escondidas, uma vez que não foram identificadas causas físicas que as expliquem. A técnica de se fazerem previsões a partir da extrapolação desses sinais periódicos foi bastante utilizada. Porém, em apenas alguns casos essas previsões têm significado estatístico. Em geral, o método carece de consistência teórica (YEVJEVICH, 1979).

Ocorreram no passado notáveis variações climáticas, conforme o atestam as diversas eras glaciais. Existem fatores astronômicos ligados aos movimentos da Terra causadores de alterações na distribuição de energia solar sobre a sua superfície, com periodicidades conhecidas. Só que essas variações se processam numa escala de tempo da ordem de milhares de anos, absolutamente irrelevante para estudos de planejamento para os próximos 50 anos, baseados em dados coletados nos últimos 50 anos

(YEVJEVICH, 1979). Outra linha de pesquisa com foco nas periodicidades plurianuais, também chamadas de oscilações de baixa frequência, tem se voltado ao chamado efeito *El Niño/La Niña*, mas até agora não chegaram a conclusões definitivas sobre o assunto. Por essas razões, a série de vazões anuais para o efeito desta dissertação será considerada estacionária, ressalvada a intervenção humana sobre a bacia hidrográfica.

Os efeitos da intervenção humana ao nível de vazões médias mensais se manifestam em bacias maiores (área > 1000 km²) não urbanas basicamente através dos reservatórios de regularização (efeito regularizador e evaporação). Esse efeito deve ser corrigido quando o registro histórico inclui períodos já com reservatórios operando no rio, para que as séries de vazões naturais possam ser consideradas estacionárias.

2.9.5 Distribuição Marginal de Probabilidades

Diversas distribuições de probabilidade para vazões médias anuais têm sido sugeridas na literatura, sem que nenhuma possa ser indicada para aplicação generalizada. MARKOVIC (1965) fez um estudo com 446 séries de vazões anuais, comparando as diversas distribuições com base na qualidade de ajuste, avaliada pelo teste do qui-quadrado. Sua conclusão foi de que “todas as distribuições são aplicáveis e nenhuma tem ajuste melhor do que outra em relação à distribuição empírica de precipitação anual ou vazão anual”.

As distribuições de probabilidades mais utilizadas por hidrólogos na geração de séries sintéticas são a Normal (N), Log-Normal de Dois Parâmetros (LN2), Log Normal de Três Parâmetros (LN3) e a Gama de Três Parâmetros (G3) (KELMAN, 1987).

A seguir estão apresentadas as principais propriedades destas distribuições, segundo STEDINGER et al. (1993):

- Normal (N) – $-\infty < x < +\infty$

$$f_x(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_x} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x - \mu_x}{\sigma_x}\right)^2\right] \quad (2.55)$$

$$\text{média} = \mu_x$$

$$\text{variância} = \sigma_x^2$$

$$\text{assimetria} = 0$$

- Log-Normal de Dois Parâmetros (LN2), $x > 0$

$$f_x(x) = \frac{1}{x\sqrt{2\pi}\sigma_y} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(x) - \mu_y}{\sigma_y}\right)^2\right] \quad (2.56)$$

$$\text{média} = \exp\left[\mu_y + \frac{\sigma_y^2}{2}\right] = \mu_x$$

$$\text{variância} = \mu_x^2 \left[\exp(\sigma_y^2) - 1 \right] = \sigma_x^2$$

$$\text{assimetria} = CV^3 + 3CV = \gamma_x$$

$$\text{onde } CV = \sqrt{\exp(\sigma_y^2) - 1}$$

- Log-Normal de Três Parâmetros (LN3), $x > \xi$

$$f_x(x) = \frac{1}{(x - \xi)\sqrt{2\pi}\sigma_y} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(x - \xi) - \mu_y}{\sigma_y}\right)^2\right] \quad (2.57)$$

$$\text{média} = \xi + \exp\left[\mu_y + \frac{\sigma_y^2}{2}\right] = \mu_x$$

$$\text{variância} = \left[\exp(2\mu_y + \sigma_y^2) \right] \cdot \left[\exp(\sigma_y^2) - 1 \right] = \sigma_x^2$$

$$\text{assimetria} = \phi^3 + 3\phi = \gamma_x$$

onde $\phi = [\exp(\sigma_y^2) - 1]^{0.5}$

- Gama de Três Parâmetros (G3), $x > \xi$

$$f_x(x) = \frac{\lambda^\beta}{\Gamma(\beta)} (y - \xi)^{\beta-1} \exp(-\lambda(y - \xi)) \quad (2.58)$$

$$\text{média} = \xi + \frac{\beta}{\lambda} = \mu_x$$

$$\text{variância} = \frac{\beta}{\lambda^2} = \sigma_x^2$$

$$\text{assimetria} = \frac{2}{\sqrt{\beta}} = \gamma_x$$

A distribuição normal parece ser aplicável porque a vazão anual resulta do somatório de um grande número de variáveis aleatórias (365 vazões diárias). O “teorema do limite central” garante que, sob condições bastante gerais, a soma de um grande número de variáveis aleatórias independentes e igualmente distribuindo (iid), tem distribuição normal. Na realidade a aplicabilidade do teorema do limite central para o caso em pauta é bastante questionável, visto que as vazões diárias não são independentes entre si, nem são igualmente distribuídas devido a sazonalidade.

Além disso, a distribuição normal apresenta o inconveniente de ser definida para valores negativos de “ q ”; ou seja, existe uma probabilidade de que seja gerada uma vazão anual negativa.

A série sintética q_1, q_2, \dots, q_m , assim obtida, será tal que $\lim_{m \rightarrow \infty} \hat{\mu} = \bar{X}$ e $\lim_{m \rightarrow \infty} \hat{\sigma}^2 = \hat{S}^2$.

Isto é, a média e a variância amostrais da série sintética tenderão aos correspondentes valores da série histórica, à medida que o tamanho da série sintética cresça. Diz-se que esse modelo preserva esses dois momentos, o que significa que o modelo não irá reproduzir a média e o desvio padrão populacionais, μ e σ . Na realidade, esses valores serão sempre desconhecidos.

A distribuição log-normal de dois parâmetros é definida unicamente para valores positivos de “ q ”. Portanto, é impossível gerar uma vazão anual negativa. Se “ Q ” tem distribuição log-normal de dois parâmetros, então $\log Q$ tem distribuição normal; ou seja, a distribuição log-normal de dois parâmetros é indicada para a hipótese de que a vazão anual seja o resultado de um grande número de fatores independentes, que interagem de forma multiplicativa. Uma possível maneira de se estimarem os parâmetros dessa distribuição seria repetir o procedimento adotado no caso da distribuição normal para a série $\ln q_1, \ln q_2, \ln q_3, \dots$. Dessa forma, os parâmetros são estimados como:

$$\hat{\mu}_y = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \ln q_t \quad (2.59)$$

$$\hat{\sigma}_y = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (\ln q_t - \mu_y)^2} \quad (2.60)$$

Prova-se que este método de estimar os parâmetros da distribuição log-normal corresponde ao método da máxima verossimilhança.

Números aleatórios normalmente distribuídos $\ln q_1^*, \ln q_2^*, \dots$ seriam, neste caso, gerados com média e desvio padrão, respectivamente iguais a $\hat{\mu}_y$ e $\hat{\sigma}_y$, que quando exponenciados resultariam na série sintética $q_1^*, q_2^*, q_3^*, \dots$. Ocorre que, no caso em pauta, $\lim_{m \rightarrow \infty} \hat{\mu}_q \neq \bar{q}$ e $\lim_{m \rightarrow \infty} \hat{\sigma}_q \neq S_q$, ou seja, a preservação dos dois momentos na série dos logaritmos não garante a preservação desses momentos na série original. A preservação da média e desvio padrão amostral nos parâmetros são expressas pelas equações dos momentos da distribuição já apresentadas anteriormente, que, quando explicitadas para μ_y e σ_y , resultam nas seguintes equações:

$$\sigma_y^2 = \ln(I + CV^2) \quad (2.61)$$

$$\mu_y = \ln\left(\frac{\mu}{\sqrt{I + CV^2}}\right) \quad (2.62)$$

$$\text{Com } CV = \sigma/\mu.$$

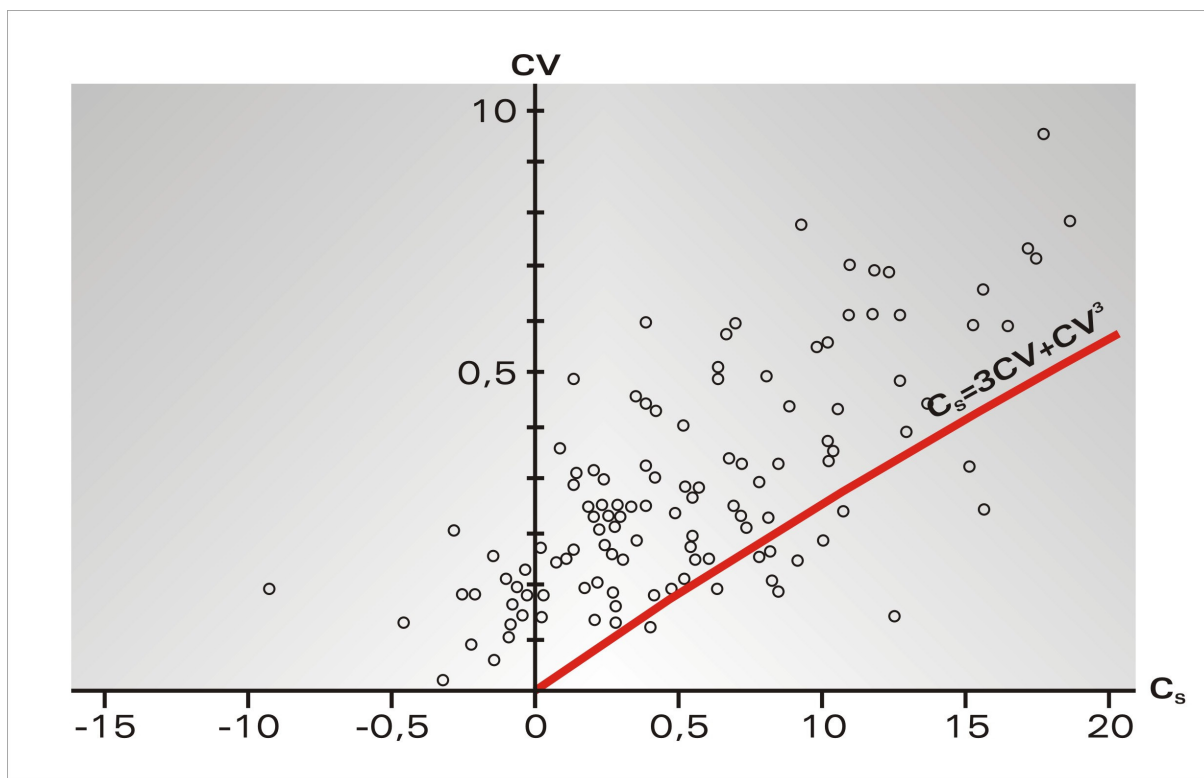
Se, o objetivo é preservar os momentos da série histórica e não o dos logaritmos é necessário resolver o sistema de equações (2.61) e (2.62) substituindo os valores de μ e σ^2 , respectivamente por \bar{X} e S^2 , o que corresponde ao método dos momentos para estimativa de parâmetros. É comum, no entanto, que ambas as abordagens de estimativa de $\hat{\mu}_y$ e $\hat{\sigma}_y$, resultem em valores numéricos muito próximos. Além disso, STEDINGER (1981) demonstrou que em alguns casos (amostras grandes), é preferível preservar os momentos da série de logaritmos para aproximar os momentos de população (desconhecidos) das vazões, dadas as propriedades assintóticas do método da máxima verossimilhança.

KLEMES (1978) apresentou com base em dados coletados por YEVJEVICH (1963) o comportamento dos coeficientes de assimetria γ e de variação $\left(\sigma/\mu\right)$ de 140 rios espalhados pelo mundo. Como se pode notar na figura 13, a maior parte dos pontos fica localizada entre o eixo vertical (assimetria nula; possivelmente distribuição normal) e a reta $\gamma = \left(\sigma/\mu\right)^3 + 3\left(\sigma/\mu\right)$, que é a relação pertinente à distribuição log-normal de dois parâmetros.

Uma possível explicação para esse fato foi dada por CHOW (1954) e repetida por KLEMES (1978). Para esses autores, os fenômenos hidrológicos podem ser interpretados como sendo “o resultado de um conjunto não enumerável de causas

físicas que interagem tanto de forma multiplicativa como aditiva”. Uma vez que os efeitos multiplicativos estão associados à distribuição log-normal de dois parâmetros (LN2) e os efeitos aditivos estão associados à distribuição normal (N), pode-se esperar que a verdadeira distribuição esteja situada entre os dois tipos limites (N e LN2). A distribuição log-normal de três parâmetros (LN3) com parâmetros de deslocamento $\xi > 0$ pode satisfazer essa propriedade: quando o parâmetro “ ξ ”, ver equação (2.57), tende para ∞ a LN3 tende para N; quando $\xi = 0$, a distribuição LN3 equivale a LN2.

FIGURA 13 – RELAÇÃO ENTRE O COEFICIENTE DE VARIAÇÃO E O COEFICIENTE DE ASSIMETRIA PARA SÉRIES DE VAZÕES ANUAIS DE 140 RIOS DE TODO MUNDO



FONTE: KELMAN (1987)

A distribuição LN3 é definida para valores de $x > \xi$. Se $\xi < 0$, existe a probabilidade de que se obtenha alguma vazão anual negativa. A estimativa dos parâmetros pode ser feita tanto com base em valores amostrais da média, mediana e desvio padrão, como em média, desvio padrão e assimetria. BURGESS et al. (1975) demonstraram a superioridade da segunda alternativa. Portanto, se o propósito é preservar os momentos da série histórica, e não os da série de logaritmos, (i.e. usando o método dos momentos) os três parâmetros, μ_y , σ_y e ξ , devem ser estimados

resolvendo-se as equações a seguir, onde μ , σ e γ devem ser substituídos pelos respectivos valores amostrais, \bar{X} , S^2 e C_s .

$$\delta = \left[\left(1 + \frac{\gamma^2}{2} \right) \left(\gamma^2 + \frac{\gamma^4}{4} \right)^{1/2} \right]^{1/3} + \left[\left(1 + \frac{\gamma^2}{2} \right) - \left(\gamma^2 + \frac{\gamma^4}{4} \right)^{1/2} \right]^{1/3} - 1 \quad \gamma > 0 \quad (2.63)$$

$$\sigma_y^2 = \ln(\delta) \quad (2.64)$$

$$\mu_y = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\sigma_y^2}{(\delta^2 - \delta)} \right) \quad (2.65)$$

$$\xi = \mu_y - \left[\frac{\sigma_y^2}{(\delta - 1)} \right]^{1/2} \quad (2.66)$$

Um método alternativo de estimar os parâmetros da distribuição LN3 foi proposto por STEDINGER et al. (1993) e conduz a erros amostrais razoáveis, menores que o método dos momentos, principalmente no caso de amostras pequenas e moderadas. Neste caso estima-se o parâmetro de locação ξ pela expressão:

$$\hat{\xi} = \frac{x_{(1)}x_{(n)} - x_{mediana}^2}{x_{(1)} + x_{(n)} - 2x_{mediana}} \quad (2.67)$$

onde $x_{(i)}$ é o i -ésimo valor amostral ordenado e x_{med} é a mediana da amostra.

Os parâmetros μ_y e σ_y são então estimados pelo método da máxima verossimilhança como sendo:

$$\hat{\mu}_y = \frac{\sum \ln(x_i - \hat{\xi})}{N} \quad (2.68)$$

$$\hat{\sigma}_y^2 = \frac{\sum [\ln(x_i - \hat{\xi}) - \hat{\mu}_y]^2}{N} \quad (2.69)$$

Sendo N o tamanho da amostra.

Definidos os parâmetros, geram-se as séries sintéticas com a distribuição desejada e extensão definida.

Uma série sintética com distribuição LN3 é gerada obtendo-se, primeiro, uma seqüência de valores Z com distribuição normal padrão $N(0,1)$, a seguir obtém-se valores Y normalmente distribuídos e com média e desvio padrão respectivamente iguais a μ_y e σ_y mediante a transformação $Y = \sigma_y Z + \mu_y$. A série é então, exponenciada e somada ao parâmetro $\hat{\xi}$, $q = \hat{\xi} + \exp(y)$.

2.9.6 Persistência

A figura 14 mostra o gráfico dos pares de pontos (q_t, q_{t+1}) , do rio Barra do Piraí, estudado por KELMAN (1987), onde q_t é a vazão anual do ano “ t ”. Pode-se perceber que, se o ano “ t ” foi seco ($q_{t \text{ pequeno}}$), o ano “ $t + 1$ ” tenderá também a ser seco, e vice-versa. A esse fenômeno dá-se o nome de persistência ou dependência temporal.

Um modelo como descrito acima que gera vazões anuais simplesmente aplicando sucessivamente uma distribuição de probabilidades não poderia ser adequado porque adota a hipótese de independência para a série anual do rio Barra do Piraí. Isto é, adota a hipótese de que a distribuição de probabilidade de Q_{t+1} não depende dos valores observados no passado $(q_t, q_{t-1}, q_{t-2}, \dots)$, como mostrado na figura 15.

Na realidade, a figura 14 mostra que talvez essa hipótese seja falsa, uma vez que Q_{t+1} parece depender pelo menos de q_t .

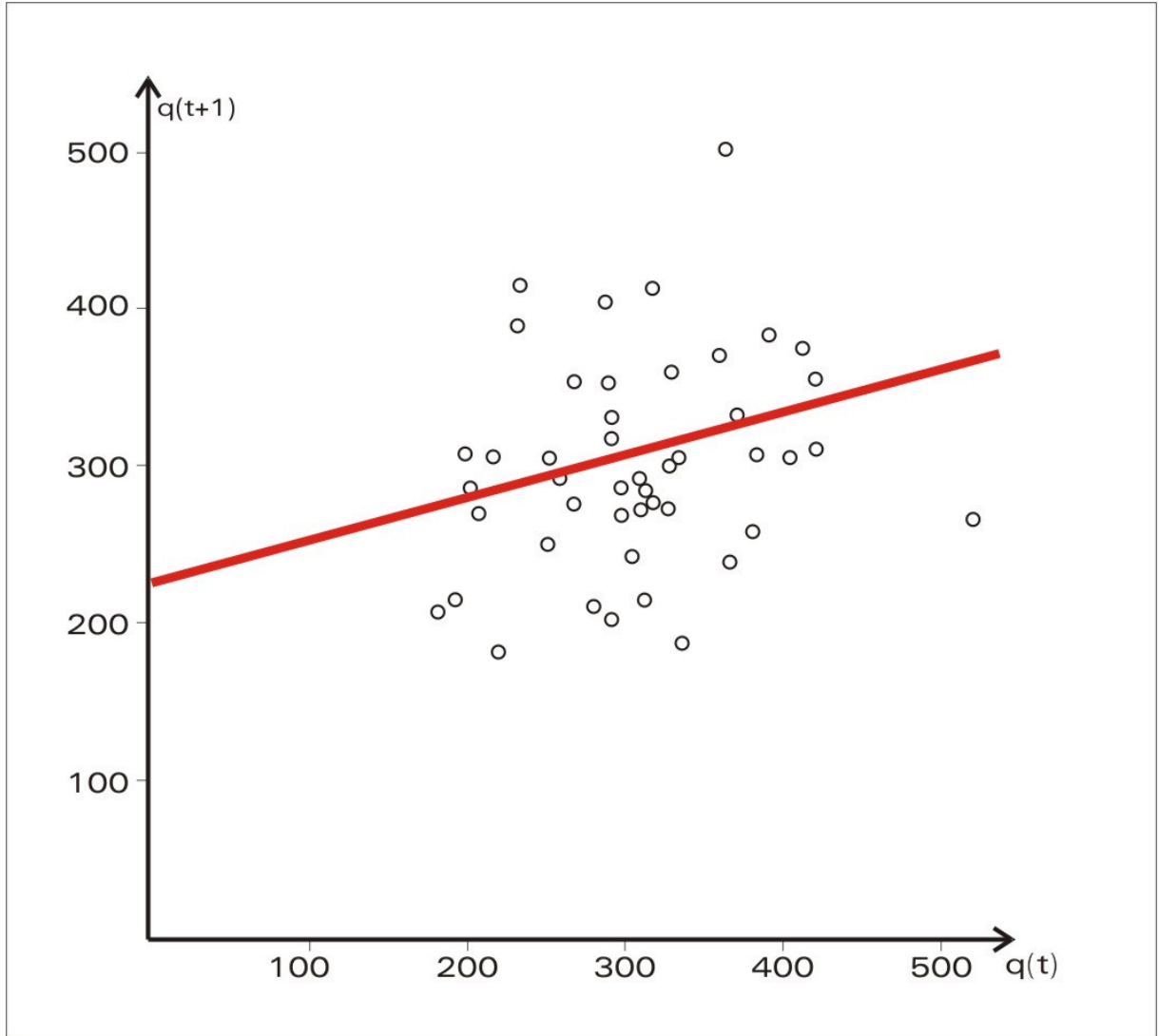
Com base nessa constatação, pode-se sugerir o seguinte processo estocástico para modelar séries anuais de variáveis normais:

$$Y_{t+1} = \mu + \rho(Y_t - \mu) + \sigma\sqrt{1 - \rho^2} \cdot Z_{t+1} \quad (2.70)$$

Onde Y_t é a vazão anual ou uma transformação desta, ρ é o coeficiente de autocorrelação de Y_t e Z_t é uma variável normal padrão com:

$$E(Z) = 0, \quad \text{var}(Z) = 1 \quad (2.71)$$

FIGURA 14 – RELAÇÃO ENTRE VAZÕES DE ANOS CONSECUTIVOS PARA O RIO PARAÍBA DO SUL EM BARRA DO PIRAI



FONTE: KELMAN (1987)

Os pares (Y_t, Z_t) e (Z_t, Z_τ) com $t \neq \tau$, são independentes.

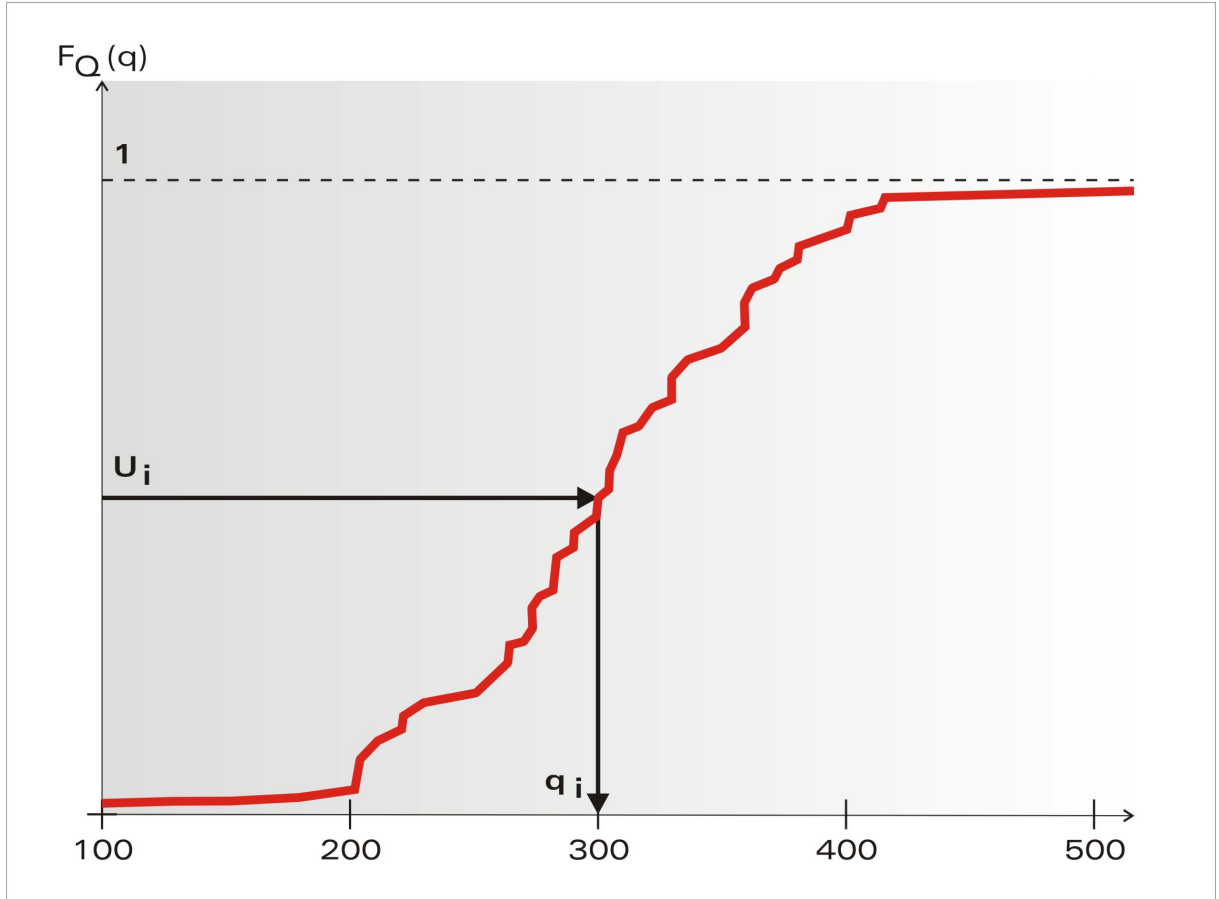
A aplicação do operador “valor esperado” $E(\cdot)$, em ambos os lados da equação (2.70) resulta em:

$$E(Y_{t+1}) = \mu + \rho(E(Y_t) - \mu) + \sigma\sqrt{1 - \rho^2} \quad E(Y_{t+1}) = \rho E(Y_t) + \mu(1 - \rho) \quad (2.72)$$

Como o processo é estacionário, $E(Y_{t+1}) = E(Y_t)$ e, portanto,

$$E(Y_t) = \mu \quad (2.73)$$

FIGURA 15 – DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA EMPÍRICA DAS VAZÕES ANUAIS DO RIO PARAÍBA DO SUL EM PARRA DO PIRAI



FONTE: KELMAN (1987)

Analogamente, a aplicação do operador variância $var(\cdot)$, resulta em:

$$var(Y_{t+1}) = \rho^2 var(Y_t) + \sigma^2 (1 - \rho^2) var(Z_{t+1}) + 2\rho\sigma\sqrt{1 - \rho^2} cov(Y_t, Z_{t+1}) \quad (2.74)$$

Onde:

$cov(Y_t, Z_{t+1})$, significa covariância entre Y_t e Z_{t+1} , que é nula porque essas duas variáveis aleatórias são independentes. Portanto, lançando-se mão de $var(Y_{t+1}) = var(Y_t)$, tem-se que:

$$var(Y_t) = \sigma^2 \quad (2.75)$$

É importante observar que para preservar a distribuição de Y_t , isto é que Y_{t+1} e Y_t sejam identicamente distribuídos, a equação (2.70) exige que Y_t seja normalmente

distribuído, pois apenas a distribuição normal tem preservação aditiva, isto é a combinação linear de duas variáveis aleatórias normais é também normal.

A regressão de Y_{t+1} em “ q ”, isto é, a expressão do valor esperado da vazão no ano $t + 1$, conhecida a vazão no ano “ t ”, é dada por:

$$E(Y_{t+1} | Y_t = q_t) = E(Y_{t+1} | q_t) = \mu + \rho(q_t - \mu) + \sigma\sqrt{1 - \rho^2} E(Z_{t+1}) = \mu + \rho(q_t - \mu) \quad (2.76)$$

A variância condicionada, às vezes também chamada de variância não explicada pela regressão ou variância residual, é dada por

$$\text{var}(Y_{t+1} | q_t) = \sigma^2(1 - \rho^2) \quad \text{var}(Z_{t+1}) = \sigma^2(1 - \rho^2) \quad (2.77)$$

Multiplicando ambos os lados da equação por Y_t e aplicando-se o operador $E(\cdot)$, resulta:

$$E(Y_{t+1}Y_t) = \mu E(Y_t) + \rho(E(Y_t^2) - \mu E(Y_t)) + \sigma\sqrt{1 - \rho^2} E(Z_{t+1}Y_t) \quad (2.78)$$

Utilizando-se $\text{var}(Y_t) = E(Y_t^2) - E^2(Y_t)$ e a independência entre Y_t e Z_{t+1} , resulta:

$$E(Y_{t+1}Y_t) = \mu^2 + \rho(\sigma^2 + \mu^2 - \mu^2) + \sigma\sqrt{1 - \rho^2} \mu E(Z_{t+1}Y_t) = \mu^2 + \rho\sigma^2 \quad (2.79)$$

Logo, a correlação entre Y_{t+1} e Y_t , também chamada de autocorrelação, é dada por:

$$\text{corr}(Y_{t+1}Y_t) = \frac{E(Y_{t+1}Y_t) - E(Y_t)E(Y_{t+1})}{\sqrt{\text{var}(Y_t)\text{var}(Y_{t+1})}} = \frac{\mu^2 + \rho\sigma^2 - \mu^2}{\sigma^2} = \rho \quad (2.80)$$

O modelo expresso pela equação (2.70) implica que, a vazão normal com a sua transformada, num ano qualquer Y_{t+1} , é uma variável aleatória cuja distribuição de probabilidade marginal é normal com média μ e desvio padrão σ (ambos os valores de população). Entretanto, quando a vazão, no ano imediatamente anterior “ q_t ” é

conhecida, Y_{t+1} continua sendo uma variável aleatória normal só que com média situada na reta que aparece na figura 14 e com desvio padrão (medida de dispersão) menor, dado por $\sigma\sqrt{1-\rho^2}$. Isto é, a distribuição de probabilidades condicionada tem média $\mu + \rho(q_t - \mu)$ e desvio padrão $\sigma\sqrt{1-\rho^2}$. Convém observar que, se $\rho = 0$, não há persistência alguma e o processo estocástico é, na realidade, uma seqüência de variáveis aleatórias independentes com média μ e variância σ^2 . Por outro lado, se $\rho = 1$, a variância residual é nula e a média é igual a q_0 , o que significa que todos os pontos se situam rigorosamente sobre a reta de regressão. Ou seja, a série anual seria formada por uma seqüência de valores iguais ao primeiro (q_0).

2.9.7 Modelagem de Séries Mensais

Os modelos de simulação e/ou otimização empregados para o planejamento e operação de sistemas de recursos hídricos utilizam geralmente series de vazões com intervalo de discretização mensal.

Ao contrário das vazões anuais, vazões mensais não podem mais ser consideradas como uma realização de um processo estacionário (KELMAN, 1987), devido a sazonalidade inerente ao ciclo meteorológico anual. Várias alternativas têm sido propostas para a geração de séries de vazões médias mensais, entre as quais se destacam os modelos auto regressivos periódicos [PAR(p) ou PARMA(p,q)] e a desagregação de vazões medias anuais geradas por um modelo auto regressivo simples AR(1).

No setor elétrico brasileiro a desagregação de aflúências anuais tem sido a alternativa adotada para obter séries sintéticas mensais, usadas na avaliação das condições de atendimento dos sistemas hidrotérmicos, através dos modelos de simulação (GROSZEWICZ et al., 1991). O método de desagregação mais utilizado é o proposto por *Mejia e Rousselle* (KELMAN,1987), uma extensão do método de *Valência e Schaake* (KELMAN, 1987; VALÊNCIA e SCHAAKE, 1972) que preserva

a auto correlação das afluições mensais, inclusive a de dezembro de um ano e janeiro do ano seguinte.

A desagregação também é adotada na simulação intra-anual dos resultados obtidos de matrizes de transição anuais. Esta abordagem foi utilizada por GROSZEWICZ et al. (1991) na avaliação das condições de atendimento de um sistema hidrotérmico incorporando conceitos da teoria estocástica dos reservatórios (GOMIDE, 1986). Neste estudo, entretanto, foi usado o método dos “cenários hidrológicos” para desagregar as afluições anuais.

GROSZEWICZ et al. (1991), em um estudo comparativo entre três métodos de desagregação de afluições, concluíram que o método de desagregação com cenários hidrológicos embora bem mais simples e rápido, fornece resultados tão bons quanto o método de *Valência e Schaake*.

O modelo dos cenários hidrológicos consiste em calcular para cada ano da série histórica a razão entre as vazões médias mensais e a média anual obtendo N seqüências de coeficientes de desagregação (N = extensão da série histórica). Ao gerar a série sintética de vazões anuais, sorteia-se um desses cenários para cada ano e obtêm-se as vazões mensais. Após o sorteio verifica-se a compatibilidade da vazão de janeiro de cada ano com a de dezembro do ano anterior. Caso contrário efetua-se novo sorteio de cenário.

2.10 A CURVA DE REGULARIZAÇÃO

2.10.1 Considerações Gerais

A curva de regularização fornece, para cada volume útil locado em abscissa, a vazão firme ou garantida. Nem sempre essa “garantia” é qualificada, como por exemplo, quando a curva de regularização é obtida mediante a aplicação do chamado “método histórico” (GOMIDE, 1986) ou diagrama de Rippl (RIPPL, 1883) que fornece o máximo déficit acumulado do período histórico como volume necessário.

Nesse método, fica implícita a expectativa de que a probabilidade de sucesso do projeto seja da ordem de grandeza de algo razoável, uma vez que se está projetando para o futuro o reservatório que teria sido bem sucedido caso existisse no passado, ao longo do período histórico de observações. Embora amplamente utilizado por engenheiros no projeto de obras hidráulicas este método não é recomendado por GOMIDE (1986).

À medida que cresce o intervalo de discretização do tempo, o volume útil necessário para regularização é sistematicamente subestimado. Não poderia ser diferente, pois a variabilidade das vazões dentro do intervalo de tempo está sendo sempre desprezada, e ela é tanto mais importante quanto maior é o intervalo de discretização do tempo adotado.

Uma importante propriedade da curva de regularização, é que a sua derivada fornece a duração do período crítico. Para comprovar esta propriedade, utiliza-se a definição de “*máximo déficit acumulado*”, lembrando que este é o valor do reservatório colocado em abscissa na curva de regularização:

$$D_n = V = - \min_{l \leq j \leq k \leq n} (x_j + x_{j+1} + \dots + x_{k-1} + x_k) \quad (2.81)$$

Como $x_j = Q_j - Q_F$ denota o balanço entre as aflúências e efluências, pode-se reescrever a expressão apresentada como:

$$V = - \min_{l \leq j \leq k \leq n} [(Q_j - Q_F) + (Q_{j+1} - Q_F) + \dots + (Q_k - Q_F)] \quad (2.82)$$

ou

$$V = - \min_{l \leq j \leq k \leq n} [(Q_j + Q_{j+1} + \dots + Q_k) - (k - j + 1)Q_F] \quad (2.83)$$

$$V = (k - j + 1) \cdot Q_F - \min_{l \leq j \leq k \leq n} (Q_j + Q_{j+l} + \dots + Q_k) \quad (2.84)$$

de forma que:

$$\frac{\partial V}{\partial Q_F} = (k - j + 1) \quad (2.85)$$

Tal resultado, quando Q_F está em unidades de volume, é, naturalmente, adimensional. A duração do período crítico é então medida em “unidades de tempo discretizado”, quaisquer que elas sejam.

2.10.2 Afluência Garantida sem Armazenamento

GOMIDE (1986) apresenta uma análise da vazão garantida sem armazenamento baseada em níveis quantificados de “garantia” ou probabilidade de sucesso, e limitado a vazões médias anuais. A probabilidade para que uma certa vazão firme q_F seja garantida ao longo de “ n ” anos do horizonte de planejamento sem necessidade de provimento de volume de regularização, situação que corresponde à interseção do eixo das ordenadas com a curva de regularização, é dada por:

$$P(S_n) = \left(1 - \frac{I}{Tr}\right)^n \quad (2.86)$$

onde Tr é o tempo de recorrência da vazão média anual q_F , isto é,

$$\frac{I}{Tr} = F_Q(q_F) = P[Q \leq q_F] \quad (2.87)$$

Onde $F_Q(\cdot)$ é a função de distribuição acumulada da variável aleatória Q , vazão média anual. Para simplificar a análise, pode-se adotar $Tr = n$, o que, aliás, poderá ser a lógica subjacente ao raciocínio dos praticantes de hidrologia e estudos energéticos que adotam o chamado “método histórico”. Nessa situação, a probabilidade de sucesso é aproximadamente dada por:

$$P(S_n) \approx e^{-1} \cong 0,3679 \text{ ou } 36,79\% \quad (2.88)$$

Desde que $Tr = n$ não seja muito pequeno, pois $\lim_{n \rightarrow \infty} \left(1 - \frac{1}{n}\right)^n = e^{-1}$.

Há correntes de pensamento, no entanto que argumentam que os praticantes de hidrologia e estudos energéticos, ao adotarem o chamado “*método histórico*”, na verdade têm como expectativa que a probabilidade de sucesso implícita seja da ordem de 50%. O raciocínio seria que, em um intervalo de tempo futuro, de duração igual ao período de observação de vazões, não há razão para esperar estiagens nem mais nem menos severas do que as passadas.

GOMIDE (1986) utilizou em sua análise dois modelos matemáticos comuns, adotados para descrever o comportamento probabilístico de vazões ou energias afluentes médias anuais, as distribuições normal e log-normal.

Ao adotar o método da energia natural onde a energia afluyente total é constituída pela combinação linear das vazões em muitos locais há quem argumente que em razão do teorema do limite central essas energias afluentes devem tender à distribuição normal.

Contudo dado o fato de que as vazões nos vários locais são correlacionadas, a convergência para a distribuição normal é lenta e o número de locais é insuficiente para garantir o resultado assintótico do teorema do limite central. Os defensores da distribuição log-normal baseiam a sua convicção à já debatida figura 13 e ao bom ajuste da distribuição log-normal aos valores da amostra disponível na maioria dos casos.

Invertendo a equação (2.87) resulta para a vazão garantida sem armazenamento em

$$q_F = F_Q^{-1}\left(\frac{1}{Tr}\right) \quad (2.89)$$

Esse resultado pode ser obtido a partir de tabelas da distribuição normal padrão ou a partir de fórmulas aproximadas (ver, por exemplo ABRAMOWITZ e STEGUN, 1972) como sendo

$$q_F = Z_\rho \sigma + \mu \quad (2.90)$$

para a distribuição normal e

$$q_F = \exp(Z_\rho \sigma_y + \mu_y) \quad (2.91)$$

Para a distribuição log-normal (2 parâmetros).

Nas expressões (2.90) e (2.91) Z_ρ representa o quantil de probabilidade $p = 1 - 1/Tr$, da distribuição normal padrão.

Expresso como fração da vazão média resulta

$$q_F / \bar{q} = 1 + Z_\rho CV \quad (2.92)$$

para a distribuição normal e

$$q_F / \bar{q} = \exp\left(Z_\rho \sigma_y - \frac{\sigma_y^2}{2}\right) \quad (2.93)$$

ou usando as equações (2.56) relacionando μ_y e σ_y aos momentos μ_x e σ_x resulta:

$$q_F / \bar{q} = \exp\left[\sqrt{\ln(1 + CV^2)} Z_\rho - \ln\sqrt{1 + CV^2}\right] \quad (2.94)$$

para a distribuição log-normal.

As expressões (2.92) e (2.94) mostram que a razão entre a vazão garantida sem armazenamento e a vazão média de longo período depende unicamente do coeficiente de variação CV e do tempo de retorno Tr .

As vazões que podem ser garantidas sem armazenamento são mostradas na tabela 1 para vários tempos de retorno selecionados e coeficientes de variação usualmente encontrados em séries de vazões médias anuais.

TABELA 1 – VAZÃO GARANTIDA SEM ARMAZENAMENTO

Tr = n	CV = $\frac{\sigma}{\mu}$	q_F EM PORCENTAGEM	
		NORMAL	LOG-NORMAL
25	0,2	64,98	69,32
25	0,3	47,47	57,29
25	0,4	29,96	47,29
33,333...	0,2	62,38	67,56
33,333...	0,3	43,57	55,14
33,333...	0,4	24,76	44,98
50	0,2	58,92	65,29
50	0,3	38,38	52,41
50	0,4	17,84	42,08

FONTE: GOMIDE(1986)

3 MÉTODOS DE ANÁLISE E RESULTADOS

A proposta desta dissertação é o desenvolvimento de um modelo que permita avaliar a confiabilidade futura de um reservatório ou conjunto de reservatórios condicionado a um dado estado de armazenamento do sistema e para uma dada época do ano.

Foi desenvolvido um estudo de caso para o sistema elétrico integrado sul-sudeste, utilizando o método da energia natural para representar o conjunto de usinas e reservatórios do sistema.

3.1 DADOS BÁSICOS

O presente estudo utilizou para aplicação do método analisado, o subsistema integrado Sul-Sudeste do Brasil, configuração 2001. O Centro de Hidráulica de Hidrologia Prof. Parigot de Souza – CEHPAR cedeu gentilmente a série de energias afluentes deste sistema para o período 1931 a 1996 (KAVISKI, 2002).

O valor da energia máxima armazenada ($S_{máx}$) para o subsistema Sul-Sudeste segundo KAVISKI (2002) correspondente à configuração de 2001 é 173.551 MWmês.

Os dados fornecidos foram reorganizados com base no ano hidrológico, para o cálculo dos parâmetros estatísticos amostrais.

Para a determinação do ano hidrológico, inicialmente obteve-se para cada mês a energia média de todos os anos disponíveis na série histórica (1931-1996). Esses valores foram divididos pela energia afluente média de longo termo. Os resultados são mostrados na tabela 2.

Observa-se que os meses de maio a novembro, apresentam a razão entre energia afluente média/MLT, menores que a unidade enquanto nos demais meses essa razão é superior a unidade. Conseqüentemente, o período de maio a novembro caracteriza uma estação seca e o período de dezembro a abril uma estação chuvosa.

Como é usual definir o ano hidrológico com início na estação seca quando houver, no presente trabalho o ano hidrológico ficou estabelecido de maio a abril do ano seguinte.

FILL et al. (2003) que utilizaram a mesma série para a definição de Metodologias de Avaliação de Contribuição Energética de Pequenas Centrais Hidrelétricas, também obteve da mesma forma o ano hidrológico.

TABELA 2 – ENERGIAS AFLUENTES MÉDIAS MENSAIS E MLT

MÊS	ENERGIA AFLUENTE MÉDIA (MW)	ENERGIA AFLUENTE MÉDIA/MLT
Janeiro	49.015,43	1,4754
Fevereiro	52.156,35	1,5699
Março	48.691,76	1,4656
Abril	36.873,97	1,1099
Maio	29.704,77	0,8941
Junho	27.165,68	0,8177
Julho	23.768,90	0,7154
Agosto	20.066,79	0,6040
Setembro	21.030,67	0,6330
Outubro	24.948,20	0,7509
Novembro	27.683,61	0,8333
Dezembro	37.564,68	1,1307
MLT	33.222,57 MW ano/ano	

Uma nova série histórica, com 65 anos, cada um iniciando em maio do ano “ i ” e término em abril do ano “ $i + 1$ ” $i = (1931, 1932, K, 1995)$ foi formada, calculadas as afluições médias anuais e determinadas as suas estatísticas relevantes para a geração de séries sintéticas a partir das seguintes equações, sendo x_t a energia média anual do ano hidrológico t e n o número de anos.

$$\hat{\mu} = \frac{\sum_{t=1}^n x_t}{n} \quad (3.1)$$

$$\hat{\sigma} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (x_t - \hat{\mu})^2}{n-1}} \quad (3.2)$$

$$\hat{\gamma} = \frac{\sum_{t=1}^n (x_t - \bar{x})^3}{n\hat{\sigma}^3} \quad (3.3)$$

$$\hat{\rho} = \frac{\sum_{t=1}^{n-1} (x_t - \hat{\mu})(x_{t+1} - \hat{\mu})}{\sum_{t=1}^n (x_t - \hat{\mu})^2} \quad (3.4)$$

O período utilizado estendeu-se de maio de 1931 a abril de 1996 ($n = 65$) e os valores numéricos obtidos foram:

- Média: $\hat{\mu} = 33.104$ MW ano/ano;
- Desvio padrão: $\hat{\sigma} = 7.053$ MW ano/ano;
- Coeficiente de assimetria: $\hat{\gamma} = 1,13$;
- Coeficiente autocorrelação: $\hat{\rho} = 0,54$.

Este período será denominado 1931-1995 em função da definição do ano hidrológico.

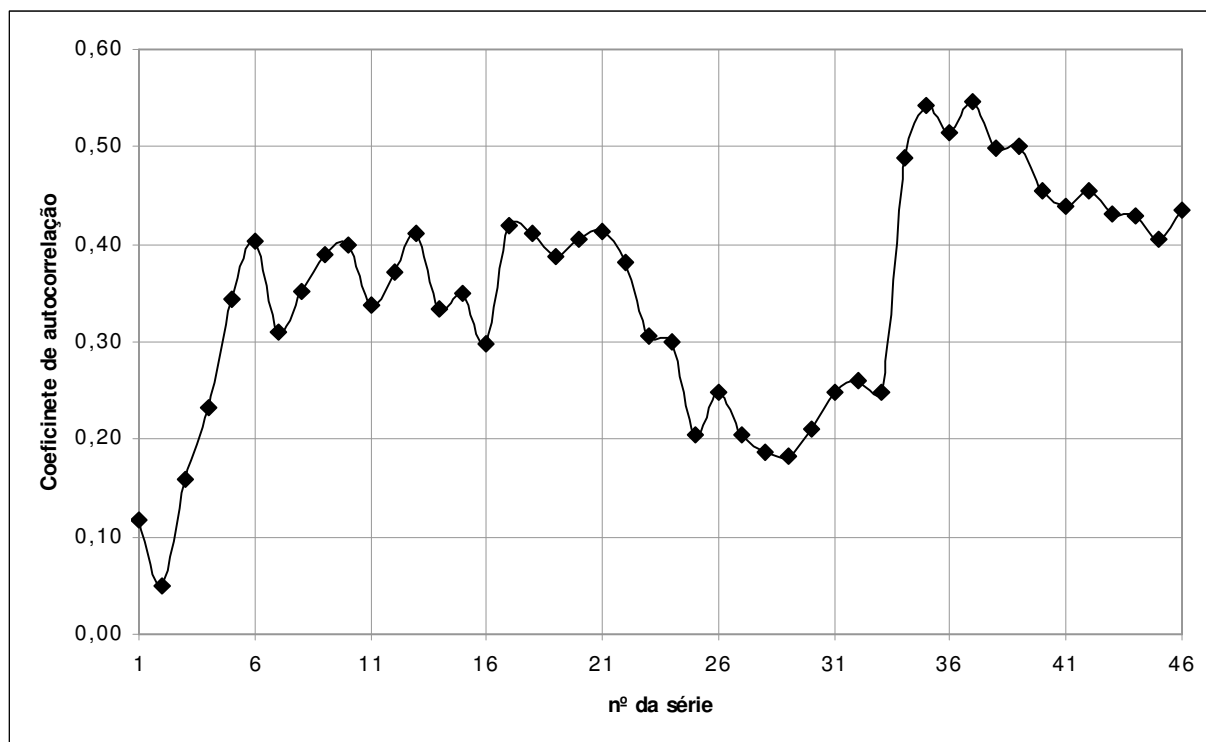
Uma das estatísticas que mais chamou atenção nesta análise, foi o coeficiente de autocorrelação em série de 0,54, muito superior ao esperado. GOMIDE (1986) menciona que na região Sudeste do Brasil é comum encontrar coeficientes de autocorrelação na faixa de 15% a 25%. KELMAN (1987) obteve para uma estação fluviométrica (Rio Paraíba do Sul em Barra do Piraí) um coeficiente de autocorrelação de 26%.

FILL (1989) adotou um valor de 30% ao propor um método analítico de avaliação da energia garantida. CEHPAR (1987) analisando a série de vazões do rio Paraná em Guaíra obteve 18,3%. Assim o valor de 54% encontrado na série de energias afluentes parece definitivamente exagerado.

Uma possível hipótese levantada para explicar este valor muito elevado do coeficiente de autocorrelação foi a entrada em operação de usinas com grandes reservatórios no sistema a partir da década de 1960 e uma correção inadequada das vazões observadas para a obtenção de vazões naturais.

Analisando o comportamento dos coeficientes de autocorrelação através de médias móveis, conforme apresentado na figura 16 e tabela 3 observa-se que os coeficientes de autocorrelação aumentaram muito quando anos posteriores a 1983 (a partir da série #34) foram incluídos na amostra.

FIGURA 16 – MÉDIAS MÓVEIS PARA INTERVALO DE 20 ANOS - COEFICIENTES DE AUTOCORRELAÇÃO ANUAL DA SÉRIE HISTÓRICA DE ENERGIAS AFLUENTES DO SISTEMA SUL-SUDESTE



Houve ainda no caso das médias móveis duas flutuações importantes, uma em 1954 (série #5) e outra em 1972 (série #23). Vale a pena observar que assumindo

$\rho=0,25$ a variância amostral do estimador de ρ vale no caso $(1 - \rho^2)/n = 0,047$ o que implica em um desvio padrão de 0,20 aproximadamente, ou seja, $\hat{\rho}$ variando com grande probabilidade entre 0,05 e 0,45 o que de fato ocorre no período anterior a 1983.

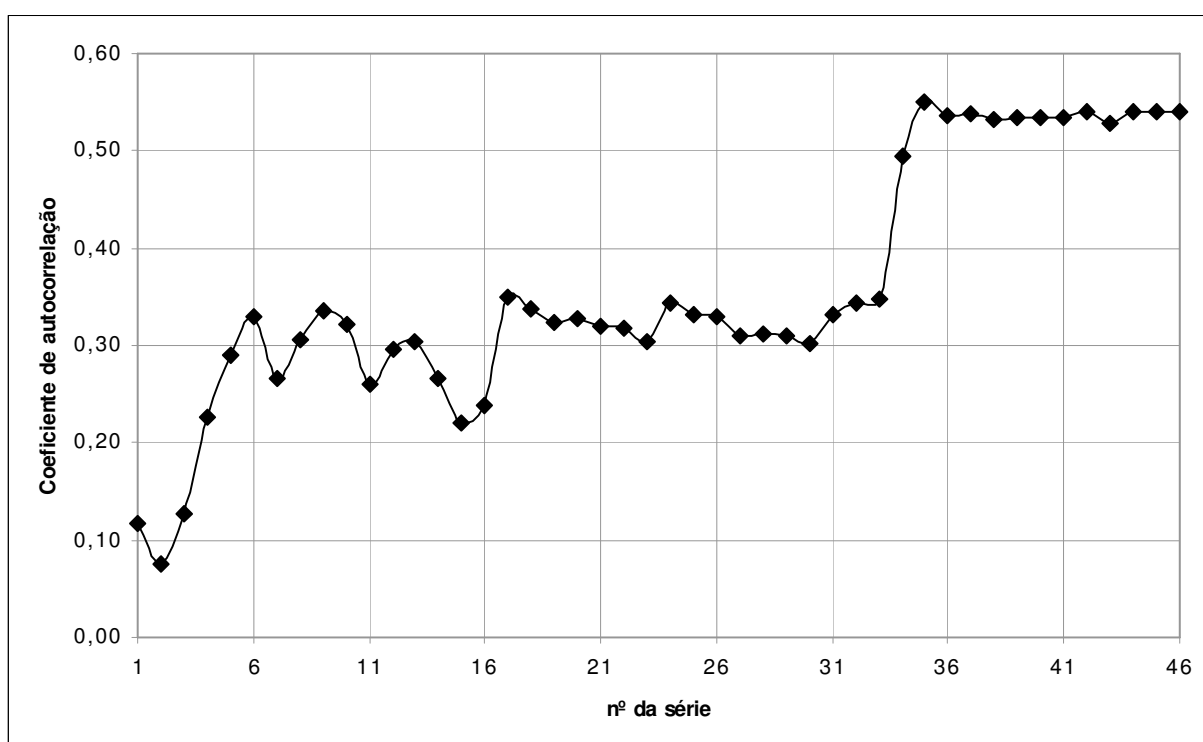
TABELA 3 – MÉDIAS MÓVEIS COM INTERVALO DE 20 ANOS DOS COEFICIENTES DE AUTOCORRELAÇÃO ANUAL DA SÉRIE HISTÓRICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL SUL-SUDESTE

Intervalo		Coefficiente	Energia Natural MWano	Intervalo		Coefficiente	Energia Natural MWano
1	1931-1950	0,118	30.497,56	24	1954-1973	0,301	31.867,32
2	1932-1951	0,051	30.007,22	25	1955-1974	0,204	32.109,62
3	1933-1952	0,158	29.563,67	26	1956-1975	0,247	32.501,79
4	1934-1953	0,232	29.593,35	27	1957-1976	0,204	32.889,53
5	1935-1954	0,343	29.481,26	28	1958-1977	0,188	32.590,96
6	1936-1955	0,403	29.095,38	29	1959-1978	0,184	32.622,47
7	1937-1956	0,310	29.320,43	30	1960-1979	0,211	33.316,35
8	1938-1957	0,352	29.675,00	31	1961-1980	0,248	33.234,59
9	1939-1958	0,389	29.791,21	32	1962-1981	0,259	33.596,15
10	1940-1959	0,400	29.567,68	33	1963-1982	0,249	34.861,55
11	1941-1960	0,338	30.202,64	34	1964-1983	0,489	36.600,79
12	1942-1961	0,371	30.289,78	35	1965-1984	0,542	36.873,97
13	1943-1962	0,410	30.180,11	36	1966-1985	0,515	36.023,92
14	1944-1963	0,334	29.987,03	37	1967-1986	0,546	35.656,43
15	1945-1964	0,349	30.458,40	38	1968-1987	0,499	36.023,42
16	1946-1965	0,298	30.938,08	39	1969-1988	0,500	36.626,88
17	1947-1966	0,419	31.085,57	40	1970-1989	0,456	36.941,23
18	1948-1967	0,412	30.819,99	41	1971-1990	0,438	37.673,71
19	1949-1968	0,387	30.438,13	42	1972-1991	0,455	37.910,80
20	1950-1969	0,405	30.534,87	43	1973-1992	0,431	38.174,48
21	1951-1970	0,414	30.106,33	44	1974-1993	0,429	38.064,80
22	1952-1971	0,382	30.298,23	45	1975-1994	0,405	38.474,18
23	1953-1972	0,305	31.090,19	46	1976-1995	0,436	38.533,11

A média dos coeficientes de autocorrelação nos 33 primeiros conjuntos de 20 anos foi de 0,299, valor compatível com os obtidos em outros estudos. Os 13 conjuntos que incluem anos posteriores a 1983 apresentam um valor médio de 0,472 para o coeficiente de autocorrelação.

A figura 17 e a tabela 4 mostram por outro lado os coeficientes de autocorrelação para vários períodos históricos com início no ano hidrológico de 1931 e término nos anos hidrológicos de 1950 a 1995. Portanto, essas subséries têm extensão variável entre 20 e 65 anos.

FIGURA 17 – COEFICIENTES DE AUTOCORRELAÇÃO ANUAL DA SÉRIE HISTÓRICA DE ENERGIAS AFLUENTES DO SISTEMA SUL-SUDESTE PARA SUBSÉRIES TERMINANDO EM DIFERENTES ANOS



Nota-se nessas subséries um aumento repentino do coeficiente de autocorrelação em duas ocasiões distintas. Um salto menor em 1966 ($\rho=0,35$), quando o coeficiente aumenta cerca de 40% em relação à média do período anterior até 1965 ($\rho=0,25$). Outra descontinuidade mais significativa ocorre em 1983/1984 quando o aumento no coeficiente de autocorrelação representa 67% em relação ao período anterior (final de 1966 a 1982).

Na figura 17 e tabela 4 as duas descontinuidades ficam bem evidentes. Pode-se especular que o aumento em 1965 ocorreu devido a entrada em operação do reservatório de Furnas (1962/1963) e o seu efeito regularizador sobre as vazões ou então devido a flutuações amostrais. Entretanto o salto no coeficiente de

autocorrelação em 1983/1984 carece de uma explicação física ou estatística plausível, resultando provavelmente devido algum tipo de inconsistência nos dados, mas que não foi possível analisar por não se ter acesso a informações básicas importantes. Por outro lado observa-se que aumentos significativos no coeficiente de autocorrelação sempre ocorrem em anos subsequentes a pares de anos com afluições muito elevadas (e.g. 65/66; 72/73; 79/80; 82/83).

TABELA 4 - COEFICIENTES DE AUTOCORRELAÇÃO ANUAL DA SÉRIE HISTÓRICA DE ENERGIAS AFLUENTES DO SISTEMA SUL-SUDESTE PARA SUBSÉRIES TERMINANDO EM DIFERENTES ANOS

INTERVALO		COEFICIENTE	ENERGIA NATURAL MWano	INTERVALO		COEFICIENTE	ENERGIA NATURAL MWano
1	1931-1950	0,118	30.498	24	1931-1973	0,344	30.707
2	1931-1951	0,076	30.333	25	1931-1974	0,332	30.669
3	1931-1952	0,127	29.988	26	1931-1975	0,330	30.692
4	1931-1953	0,227	29.698	27	1931-1976	0,311	30.930
5	1931-1954	0,289	29.469	28	1931-1977	0,311	30.931
6	1931-1955	0,330	29.244	29	1931-1978	0,310	30.969
7	1931-1956	0,267	29.423	30	1931-1979	0,301	31.181
8	1931-1957	0,306	29.701	31	1931-1980	0,332	31.282
9	1931-1958	0,336	29.788	32	1931-1981	0,344	31.458
10	1931-1959	0,322	29.708	33	1931-1982	0,347	31.948
11	1931-1960	0,261	29.981	34	1931-1983	0,495	32.445
12	1931-1961	0,297	30.078	35	1931-1984	0,550	32.578
13	1931-1962	0,304	30.127	36	1931-1985	0,536	32.501
14	1931-1963	0,267	29.926	37	1931-1986	0,537	32.484
15	1931-1964	0,221	30.052	38	1931-1987	0,533	32.556
16	1931-1965	0,239	30.487	39	1931-1988	0,535	32.581
17	1931-1966	0,351	30.722	40	1931-1989	0,534	32.643
18	1931-1967	0,337	30.682	41	1931-1990	0,534	32.759
19	1931-1968	0,324	30.452	42	1931-1991	0,539	32.806
20	1931-1969	0,328	30.439	43	1931-1992	0,529	32.984
21	1931-1970	0,321	30.302	44	1931-1993	0,539	33.043
22	1931-1971	0,318	30.316	45	1931-1994	0,541	33.108
23	1931-1972	0,305	30.513	46	1931-1995	0,541	33.104

Vale a pena ainda mencionar que o coeficiente de autocorrelação da série inteira, apenas excluídos os anos de 1982-1984 resulta em 0,387.

Como a intenção deste trabalho é o desenvolvimento de um método de obtenção de curvas de regularização de reservatórios parcialmente cheios com confiabilidade condicionada constante e não a análise de consistência dos dados do subsistema Sul-Sudeste, a inconsistência dos valores do coeficiente de autocorrelação não foi investigada com profundidade dada a limitação de tempo e de recursos.

Evidentemente uma análise de consistência detalhada da série de afluições para corrigir as inconsistências comentadas demanda um esforço muito grande, tendo em vista a existência de mais de 50 locais de usinas e pelo menos 30 grandes reservatórios, situados em 9 bacias hidrográficas distintas, o que certamente está além do escopo deste trabalho. Pode-se ainda mencionar que uma análise de consistência de dados básicos, de magnitude comparável foi levada a efeito no Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza – CEHPAR nos anos 1976-1978 e demandou o esforço de uma equipe de 6 engenheiros e 8 estagiários durante quase 3 anos.

Por esta razão optou-se por analisar o método proposto não só através da série histórica de energia natural do Sistema Sul-Sudeste na configuração 2001 fornecida pelo CEHPAR (KAVISKI, 2002) com período de 1931 a 1995, mas também através de uma série histórica reduzida, com 50 anos, iniciando em maio do ano 1931 e término em abril do ano 1981, que apresenta um coeficiente de autocorrelação mais coerente com outros estudos.

O período de maio de 1931 a abril de 1981 utilizado para a série histórica alternativa possui as seguintes estatísticas relevantes para a geração das novas séries sintéticas:

- Média: $\hat{\mu} = 31.282$ MW ano/ano;
- Desvio padrão: $\hat{\sigma} = 5.493$ MW ano/ano;
- Coeficiente de assimetria: $\hat{\gamma} = 0,27$;
- Coeficiente autocorrelação: $\hat{\rho} = 0,33$.

Esses valores são similares aos usados por vários pesquisadores em estudos anteriores (GOMIDE, 1986; KELMAN, 1987; FILL, 1989 e CEHPAR, 1987). Este período será denominado 1931-1980 em função da definição do ano hidrológico.

3.2 DETERMINAÇÃO DA ENERGIA FIRME E PERÍODO CRÍTICO

A determinação da energia firme e do período crítico foi realizada através de uma rotina no software *Microsoft Excel*. Inicialmente o armazenamento foi igualado à energia máxima armazenada e arbitrado com demanda E_f igual a média das energias afluentes, seguindo a seguinte rotina:

$$S_0 = S_{m\acute{a}x} \quad (3.5)$$

$$E_f = \overline{E}_t \quad (3.6)$$

O armazenamento no tempo t será dado por:

$$S_t = \min \begin{cases} S_{m\acute{a}x} \\ S_{t-1} + E_t - E_f \end{cases} \quad (3.7)$$

$$\text{Para } t = 1, 2, K, n \text{ meses} \quad (3.8)$$

Onde:

$$S_{m\acute{in}} = \min(S_1, S_2 \text{ K } S_n)$$

$$\text{Se } S_{m\acute{in}} \neq 0$$

$$E_f = E_f - S_{m\acute{in}} / m \quad (3.9)$$

E retorna para o início da rotina (equação 3.8);

Se $S_{min} = 0$ a rotina é concluída.

Sendo:

m = intervalo entre $S = S_{max}$ e $S = S_{min}$;

S_{max} = armazenamento máximo do sistema (MWmês);

S_0 = armazenamento de energia inicial no período (MWmês);

S_t = armazenamento de energia no tempo t (MWmês);

S_{min} = armazenamento de energia mínimo (MWmês);

E_f = energia firme (MWméd);

E_t = energia natural afluyente no tempo t (MWméd);

\bar{E}_t = energia natural média (MWméd);

n = extensão do período analisado (meses).

A energia firme será o valor de E_f quando $S_{min}=0$ e o período crítico será o intervalo entre a última ocorrência de $S_t = S_{max}$ e a ocorrência de armazenamento nulo (reservatório vazio).

O período crítico encontrado nas simulações com a série histórica foi de 55 meses, iniciando em maio de 1952 e terminando em novembro de 1956. Portanto o uso da série completa (1931-1995) ou da série alternativa (1931-1980) não afeta o período crítico e a energia firme histórica. Convém destacar que o ONS considera para o sistema elétrico brasileiro um período crítico de junho de 1949 a novembro de 1956 (BAJAY et al., 2002), resultante de simulações com modelos de simulação individualizados, que além de incorporar os sistemas Norte e Nordeste, consideram limitações locais e de transmissão, limitações essas ausentes do método da energia natural usado na presente pesquisa. Obteve-se para a energia firme do sistema 26.789 MWmédios.

3.3 ESTUDOS REALIZADOS PARA SÉRIE HISTÓRICA COM PERÍODO 1931-1995

3.3.1 Distribuição Marginal e Persistência

Partindo dos estudos de YEVJEVICH (1963), seguindo a recomendação de KELMAN (1987) e a tradição do setor elétrico brasileiro, postulou-se uma distribuição log-normal às afluências médias anuais. Foram ajustadas as distribuições LN2 e LN3, verificando-se qual a distribuição mais adequada.

Nas tabelas 5 e 6 são apresentadas as estimativas dos momentos dos logaritmos das energias afluentes anuais para essas duas distribuições respectivamente, aplicando os métodos dos momentos e máxima verossimilhança à série histórica de afluências.

TABELA 5 – MOMENTOS DOS LOGARÍTMOS DETERMINADOS PARA A DISTRIBUIÇÃO LN2

MÉTODO	MOMENTOS	MÁXIMA VEROSSIMILHANÇA
Média	10,385	10,387
Desvio Padrão	0,210	0,202
Assimetria	0,649	0,623

TABELA 6 – MOMENTOS DOS LOGARÍTMOS DETERMINADOS PARA A DISTRIBUIÇÃO LN3

MÉTODO	MOMENTOS	MÁXIMA VEROSSIMILHANÇA
Média	9,707	9,705
Desvio Padrão	0,384	0,399
Assimetria	0,287	0,335

O coeficiente de autocorrelação dos logaritmos da série histórica para a distribuição LN2 encontrado foi igual a 0,514 e para a distribuição LN3 foi igual a 0,485. Essa diferença decorre do fato de que na distribuição LN2, o deslocamento $\zeta = 0$, então a determinação da autocorrelação é dada somente pelo logaritmo das

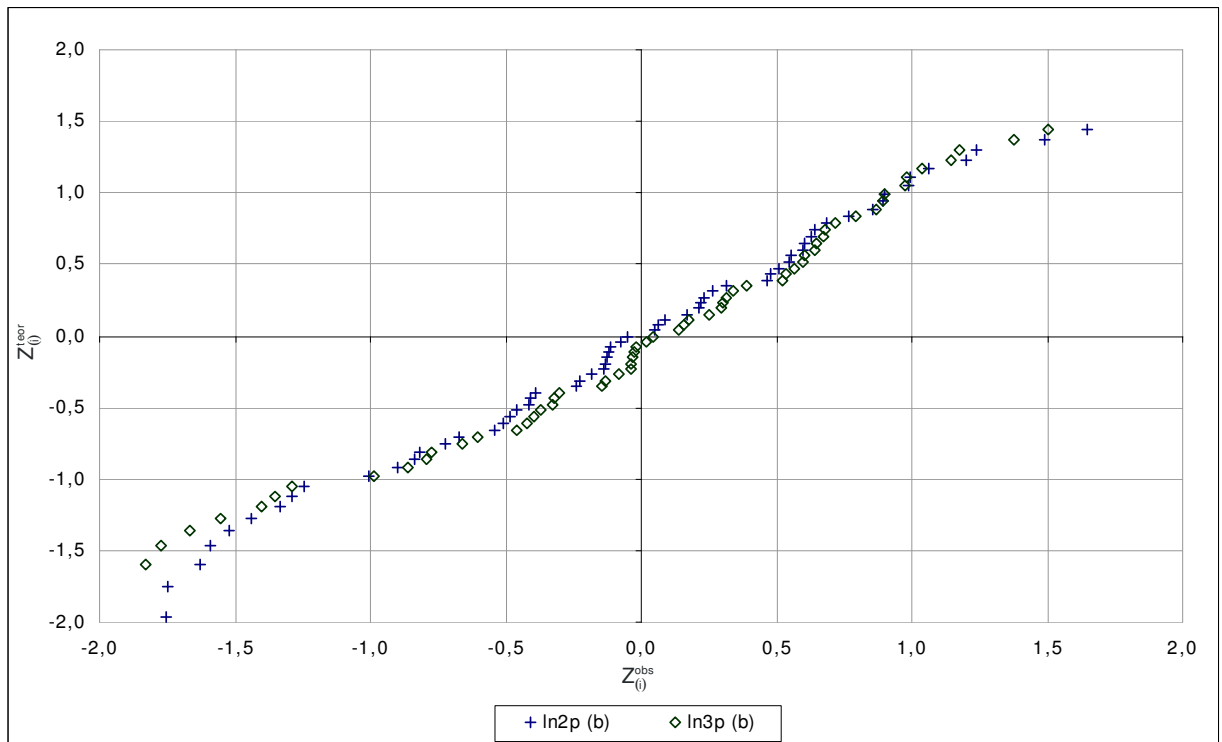
energias $\ln(q)$, enquanto que na LN3, utilizam-se os logaritmos $\ln(q - \xi)$, com $\xi = 15.412$.

KELMAN (1987) sugere utilizar a transformação de BOX e COX (1964), para transformar as variáveis LN2 e LN3 em variáveis normal padrão e então verificar-se qual dos dois ajustes seria o mais adequado, plotando as vazões observadas ordenadas contra os valores teóricos obtidos a partir da posição de plotagem de Blom recomendada para variáveis normais (STEDINGER et al., 1993).

A posição de plotagem de Blom para o i -ésimo valor ordenado da amostra é dada pela expressão:

$$p_i = \frac{i + \frac{3}{8}}{n - \frac{1}{4}} \quad (3.10)$$

FIGURA 18 – COMPARAÇÃO ENTRE AS DISTRIBUIÇÕES LN2 E LN3



Entendeu-se neste caso como valor teórico o valor correspondente a inversão da posição de plotagem pela função de distribuição normal padrão:

$$Z_i^{\text{teor}} = \Phi^{-1}(p_i) \quad (3.11)$$

A figura 18 mostra graficamente o ajuste entre os valores teóricos e observados da variável normal padrão correspondente $Z_i^{\text{obs}} = \frac{\ln(x_{(i)} - \hat{\xi}) - \hat{\mu}}{\hat{\sigma}}$. Além da inspeção visual da figura 18 aplicou-se aos pares de valores $Z_i^{\text{teor}}, Z_i^{\text{obs}}$ teste de aderência PPCC proposto por FILLIBEN (1975) calculando-se o coeficiente de correlação entre os valores teóricos e os observados que constitui a estatística de teste.

$$R^2 = \frac{\sum (Z_{\text{teor}})(Z_{\text{obs}})}{[\sum (Z_{\text{teor}})^2 \sum (Z_{\text{obs}})^2]^{0,5}} \quad (3.12)$$

Para o modelo LN3, o coeficiente de correlação R^2 resulta em 0,982 e para o modelo LN2 obteve-se $R^2=0,970$.

Para um nível de significância de 95% e uma amostra disponível com $n=65$, o valor crítico da estatística de teste é $R^2=0,981$. Rejeita-se, portanto, a distribuição LN2 o que implica em adotar a distribuição LN3 como mais adequada.

Para a persistência temporal das afluições anuais também em conformidade com a tradição do setor elétrico foi assumido um modelo AR(1) - auto-regressivo de primeira ordem que no caso de variáveis normal padrão é conhecido por modelo de Thomas-Fiering (LOUCKS et al., 1981). Este modelo apresenta-se como:

$$Z_t = \rho Z_{t-1} + \sqrt{1 - \rho^2} Y_t \quad t = 1, 2, K T \quad (3.13)$$

sendo

ρ = coeficiente de autocorrelação das afluições anuais;

Y_t = variável aleatória normal padrão (0,1) independente de Z_t e independente em série;

Z_t = variáveis aleatórias auto-regressivas geradas, distribuídas normal padrão.

3.3.2 Geração de Séries Sintéticas Anuais

A geração de séries sintéticas anuais foi realizada a partir da formulação de um modelo computacional desenvolvido na linguagem *Turbo Pascal for Windows*, versão 7.0 apresentado no anexo n. 1.

A geração de variáveis aleatórias normalmente distribuídas baseou-se em um modelo apresentado por PRESS et al. (1989) gerando inicialmente variáveis uniformes e usando o método de *Box-Muller* para transformar variáveis aleatórias uniformemente distribuídas em variáveis aleatórias normais padrão.

Sejam X_1 e X_2 variáveis aleatórias uniformemente distribuídas no intervalo $[0,1]$. Então pode-se obter as variáveis Y_1 e Y_2 com distribuição normal padrão $[Y \sim N(0,1)]$ e independentes através das transformações:

$$Y_1 = \sqrt{-2\ln X_1} \cos 2\pi X_2 \quad (3.14)$$

$$Y_2 = \sqrt{-2\ln X_1} \sin 2\pi X_2 \quad (3.15)$$

Obtidas as variáveis normais (independentes) é usado o algoritmo de *Thomas-Fiering* (equação 3.13) para obter séries normais padrão Z_t com estrutura de autocorrelação AR(1).

Para obter séries com distribuição LN3 recorre-se a transformação:

$$x_t = \zeta + \exp(Z_t \sigma_y + \mu_y) \quad (3.16)$$

Sendo

x_t = energia afluenta no mês t e distribuída LN3;

ζ = limite inferior das energias afluentes.

$$\mu_y = E[\ln(X_t - \zeta)] \quad (3.17)$$

$$\sigma_y^2 = Var[ln(X_t - \xi)] \quad (3.18)$$

Sendo $E[X]$ e $Var[X]$, respectivamente valor esperado e variância da variável aleatória X .

A geração de variáveis distribuídas segundo LN3 com estrutura temporal AR(1) pode ser efetuada usando o seguinte esquema:

1) Geram-se variáveis aleatórias uniformes $X_t \sim U(0,1)$ usando algoritmos propostos por PRESS et al (1989) e reproduzido no anexo 1;

2) Transformam-se as V.A. uniformes em normais padrão $Y_t \sim N(0,1)$ através das equações (3.14) e (3.15);

3) Geram-se variáveis normais padrão dependentes em série Z_t usando a equação (3.13) com $Z_0 = 0$;

$$Z_t = \rho Z_{t-1} + \sqrt{1 - \rho^2} Y_t \quad (3.19)$$

4) Transformam-se as V.A. normais em V.A.~LN3 mediante a equação (3.16).

$$x_t = \xi + \exp(Z_t \sigma_y + \mu_y) \quad (3.20)$$

Sendo σ_y , μ_y e ξ estimados a partir da amostra mediante as equações:

$$\hat{\xi} = \frac{x_{(l)}x_{(n)} - x_{mediana}^2}{x_{(l)} + x_{(n)} - 2x_{mediana}} \quad (3.21)$$

$$\hat{\mu}_y = \frac{\sum_{i=1}^n \ln(x_i - \xi)}{n} \quad (3.22)$$

$$\hat{\sigma}_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^n [\ln(x_i - \xi) - \mu_y]^2}{n} \quad (3.23)$$

Onde

$x_{(i)}$ = i-ésimo valor ordenado da energia média anual da série histórica;

$x_{mediana}$ = mediana dos valores observados da energia média anual;

$n = 65$ – número de observações na série histórica.

Foram geradas 1.000 séries sintéticas de energias afluentes anuais com 50 anos de extensão cada uma, utilizando a rotina descrita anteriormente.

3.3.3 Desagregação das Séries Anuais em Mensais

Como o intervalo de discretização das séries deve ser mensal, foi utilizado o modelo de desagregação através de cenários hidrológicos, proposto por GROSZEWICZ et al. (1991). Este método de desagregação foi comparado por GROSZEWICZ et al. (1991) com outros métodos clássicos como o método de *Valência e Schaake* descrito por KELMAN (1987) apresentando resultados equivalentes.

Foi calculada para cada ano da série histórica a razão entre as energias naturais médias mensais e a média anual obtendo-se então 65 cenários de coeficientes de desagregação cada um constituído por um vetor com 12 elementos. Os cenários são apresentados no anexo n. 2 desta dissertação.

A partir da série sintética de energia natural anual gerada, sorteou-se para cada ano um desses cenários e obtiveram-se as energias naturais mensais. Após o sorteio foi

verificada a compatibilidade da energia natural do 12º mês do ano i com o 1º mês do ano $i + 1$. Considerou-se satisfatória a compatibilidade entre o 12º mês do ano i com o 1º mês do ano $i + 1$, com $i = (1, 2, K, 64)$, a partir da seguinte rotina:

1) Inicialmente determinou-se para toda a série histórica a razão entre o 1º mês do ano $i + 1$ e o 12º mês do ano i ;

2) Em seguida verificou-se o valor máximo e o valor mínimo entre os 64 valores obtidos;

3) Após a obtenção das séries de energias naturais mensais comparou-se a razão de cada 1º mês do ano $i + 1$ e 12º mês do ano i com os valores máximo e mínimo obtidos na série histórica. No caso de uma incompatibilidade efetuou-se um novo sorteio de cenário.

O valor máximo e mínimo obtidos na série histórica a partir da razão entre as energias médias mensais de cada 1º mês de ano $i + 1$ e o 12º mês de ano i , com $i = (1, 2, K, 64)$, foram 0,404 e 1,637.

3.3.4 Determinação do Máximo Déficit Acumulado

Para a construção das curvas de regularização foi determinado o máximo déficit acumulado, (GOMIDE, 1986), tanto para as séries sintéticas geradas, quanto para a série histórica, comparando os resultados posteriormente para validação das séries geradas.

Obteve-se o máximo déficit acumulado utilizando o seguinte algoritmo:

$$D(0) = 0 \quad (3.24)$$

$$D(t) = \max \begin{cases} D(t-1) + E_f - E_t \\ 0 \end{cases} \quad (3.25)$$

Para $t = 1, 2, K, n$

$$D_{\max} = \max[(D(1), D(2), K, D(n))] \quad (3.26)$$

sendo:

$D(t)$ =déficit acumulado no tempo t ;

D_{\max} = máximo déficit acumulado;

E_f = energia firme do sistema (demanda);

E_t = afluência no reservatório no tempo t ;

n = extensão do período.

Para a demanda utilizou-se a energia firme da série histórica obtida na seção 3.2 e equivalente a 26.789 MWmédios.

O máximo déficit acumulado anual para a série histórica disponível das energias médias anuais do sistema Sul-Sudeste foi 13.054 MWano e o máximo déficit acumulado da série de afluências mensais foi de 173.551 MWmês.

3.3.5 Verificação e Validação do Modelo

A adequação do modelo foi analisada sob dois aspectos:

- 1) reprodução dos parâmetros básicos utilizados na geração das séries e;
- 2) similaridade com a série histórica no que tange a características relevantes para a definição de curvas de regularização.

O primeiro aspecto essencialmente serve para confirmar que o modelo de geração esteja corretamente programado, ou seja que reproduza as estatísticas que é suposto reproduzir. Os parâmetros básicos usados na geração das séries sintéticas na seqüência denominados parâmetros populacionais são a média, o desvio padrão e o coeficiente de autocorrelação tanto no espaço real como no espaço logarítmico, além

do parâmetro locacional ($\xi = 15.412$) da distribuição LN3 que não foi testado. Os valores são listados na tabela 7 juntamente com as médias e variâncias dos valores amostrais calculadas a partir das séries geradas.

As diferenças dos valores populacionais em relação ao valor da série histórica se deve ao método de estimativa de parâmetros onde foi usado uma estimativa baseado em estatísticas de ordem para ξ (equação 3.20) e estimadores de máxima verossimilhança para μ_y e σ_y , equações (3.21) e (3.22).

TABELA 7 – PARÂMETROS BÁSICOS CALCULADOS A PARTIR DAS SÉRIES GERADAS

PARÂMETRO	ESPAÇO REAL			ESPAÇO LOGARÍTMICO		
	Valor Populacional	Valor Amostral		Valor Populacional	Valor Amostral	
	θ	$E(\hat{\theta})$	$Var(\hat{\theta})$	θ	$E(\hat{\theta})$	$Var(\hat{\theta})$
Média	33.150	33.077	3.018.815	9,704	9,699	0,009
Variância	54.227.682	52.315.333	4,29E+14	0,159	0,155	0,001
Autocorrelação	0,541	0,407	0,016	0,485	0,441	0,014
Desvio padrão	7.364	7.101	1.891.216	0,399	0,391	0,002

Quanto ao segundo aspecto foi analisado o máximo déficit acumulado anual e mensal, características relevantes no caso de estudos de regularização e dimensionamento de reservatórios. O máximo déficit acumulado já foi definido e discutido no segundo capítulo desta dissertação e calculado para a série histórica no item 3.3.4.

3.3.5.1 Análise das médias das séries geradas

Assume-se em geral que a distribuição amostral das médias de cada série sintética (espaço real) segue uma distribuição normal. Neste caso havendo autocorrelação a média e variância são dados por (LOUCKS et al., 1981):

$$E(\hat{\mu}_x) = \xi + \exp(\mu_y + 1/2 \sigma_y^2) \quad (3.27)$$

$$Var(\hat{\mu}_x) = \frac{\sigma_x^2}{n} \left(\frac{1 + \rho_x}{1 - \rho_x} \right) \quad (3.28)$$

Com

$$\sigma_x^2 = \exp(2\mu_y + \sigma_y^2)(\exp \sigma_y^2 - 1) \quad (3.29)$$

Analogamente para o espaço logarítmico

$$E(\hat{\mu}_y) = \mu_y \quad (3.30)$$

$$Var(\hat{\mu}_y) = \frac{\sigma_y^2}{n} \left(\frac{1 + \rho_y}{1 - \rho_y} \right) \quad (3.31)$$

Nas expressões (3.27) a (3.31) o índice x indica o espaço real e o índice y indica espaço logarítmico. Substituindo os valores populacionais da tabela 7 nas expressões (3.27) a (3.31) resulta:

$$E(\hat{\mu}_x) = 33.150$$

$$VAR(\hat{\mu}_x) = 2.800.900$$

$$E(\hat{\mu}_y) = 9,704$$

$$VAR(\hat{\mu}_y) = 0,007$$

O que está bastante próximo dos valores calculados através das próprias séries sintéticas e mostrado na tabela 7.

Para verificar a consistência das médias das séries sintéticas geradas utilizou-se o teste clássico para proporções de variáveis normais (DAVORE, 1991), analisado o

número de observações em um intervalo de $\pm 15\%$ do valor da média populacional, compreendido entre [28.177; 38.122]. A hipótese nula assumida é:

$$H_0 \therefore p = p_0$$

Onde

p = proporção de valores observados nas séries geradas dentro do intervalo especificado

p_0 = proporção de valores no intervalo específico resultante da distribuição normal

A estatística de teste resulta:

$$z = \frac{p - p_0}{\sqrt{p_0(1 - p_0)/n}} \quad (3.32)$$

Rejeitando-se a hipótese nula se $z \geq 1,96$ (para 95% de confiança).

O “score” z calculado foi igual a 1,16 e, portanto a hipótese H_0 não pode ser rejeitada.

3.3.5.2 Análise do desvio padrão

Assume-se também neste caso que a distribuição amostral das variâncias amostrais de cada série sintética (espaço real) segue uma distribuição normal com média e variância dadas assintoticamente por (KENDALL, 1952; STEDINGER et al., 1993):

$$E(\hat{\sigma}_x^2) = \sigma_x^2 \quad (3.33)$$

$$Var(\hat{\sigma}_x^2) = \frac{k_x - 1}{n} \sigma_x^4 \quad (3.34)$$

Sendo k o coeficiente de curtose da distribuição log-normal.

$$k_x = \frac{\exp 6\sigma_y^2 - 4\exp 3\sigma_y^2 + 6\exp \sigma_y^2 - 3}{(\exp \sigma_y^2 - 1)^2} \quad (3.35)$$

A expressão (3.34) resulta da aplicação da propriedade da distribuição log-normal (MOOD et al., 1974) para qual $E(x^r) = \exp\left(r\mu_y + \frac{r^2}{2}\sigma_y^2\right)$. Aplicando a equação (3.35) para $\sigma_y^2=0,159$ (ver tabela 7) o valor de k_x é igual a 6,14.

O valor esperado do desvio padrão resulta de uma aproximação de 2ª ordem em série de Taylor como:

$$E(\hat{\sigma}_x) = \sigma_x \left(1 - \frac{k_x - 1}{8n}\right) \quad (3.36)$$

Havendo autocorrelação, conforme LOUCKS et al. (1981) a variância da variância amostral é dada por $Var(\hat{\sigma}_x^2) = \frac{(k_x - 1)\sigma_x^4}{n} \left(\frac{1 + \rho_x^2}{1 - \rho_x^2}\right)$. Para a estimativa da variância do desvio padrão uma aproximação de primeira ordem em série de Taylor permite obter:

$$Var(\hat{\sigma}_x) = \frac{(k_x - 1)\sigma_x^2}{4n} \left(\frac{1 + \rho_x^2}{1 - \rho_x^2}\right) \quad (3.37)$$

Para o espaço logarítmico onde $k_y=3$ (distribuição normal) resulta

$$E(\hat{\sigma}_y) = \sigma_y \left(1 - \frac{1}{4n}\right) \quad (3.38)$$

$$Var(\hat{\sigma}_y) = \frac{\sigma_y^2}{2n} \left(\frac{1 + \rho_y^2}{1 - \rho_y^2} \right) \quad (3.39)$$

Substituindo os valores populacionais da tabela 7 e $k_x=6,14$ nas expressões (3.36) a (3.39) resulta:

$$E(\hat{\sigma}_x) = 7.291$$

$$VAR(\hat{\sigma}_x) = 1.959.118$$

$$E(\hat{\sigma}_y) = 0,397$$

$$VAR(\hat{\sigma}_y) = 0,002$$

É possível verificar que estes valores estão bastante próximos dos valores calculados através das próprias séries sintéticas e mostrados na tabela 7.

Foi igualmente aplicado o teste de igualdade de proporções (DAVORE 1991) para o desvio padrão em um intervalo de $\pm 15\%$ do valor do desvio padrão populacional, compreendido entre [6.259; 8.468]. A hipótese nula foi a mesma admitida para o caso da análise da média.

O “score” z observado foi igual a 1,85 e, portanto a hipótese H_0 não pode ser rejeitada.

3.3.5.3 Análise do coeficiente de autocorrelação

Para a distribuição amostral dos coeficientes de autocorrelação de cada série sintética (espaço real) também se assumiu uma distribuição normal. A média e variância amostrais do coeficiente de autocorrelação no caso de uma estrutura temporal AR(1) são dados por LOUCKS et al. (1981):

$$E(\mu_{\rho_x}) = \rho_x \quad (3.40)$$

$$Var(\rho_x) = \frac{I}{n} (1 - \rho_x^2) \quad (3.41)$$

Da mesma forma para o espaço logarítmico resulta:

$$E(\mu_{\rho_y}) = \rho_y \quad (3.42)$$

$$Var(\rho_y) = \frac{I}{n} (1 - \rho_y^2) \quad (3.43)$$

Substituindo os valores populacionais da tabela nas expressões (3.40) a (3.43) obtém-se:

$$E(\rho_x) = 0,541$$

$$VAR(\rho_x) = 0,011$$

$$E(\rho_y) = 0,485$$

$$VAR(\rho_y) = 0,012$$

Esses resultados estão bastante próximos dos valores amostrais calculados a partir das próprias séries sintéticas e mostrado na tabela 7.

Também neste caso aplicou-se o teste de igualdade de proporções para o coeficiente de autocorrelação usando um intervalo de $\pm 15\%$ do valor populacional, compreendido entre [0,459; 0,622], sendo a hipótese H_0 a mesma admitida para a média.

O “score” z foi igual a 1,47 e, portanto a hipótese H_0 não pode ser rejeitada.

Pelo exposto nos itens 3.3.5.1 a 3.3.5.3 verifica-se que o modelo de geração reproduz satisfatoriamente a distribuição marginal e a estrutura da autocorrelação da série histórica e, portanto, pode ser considerado adequado nesse aspecto.

3.3.5.4 Análise do máximo déficit acumulado

Como não se conhece a distribuição amostral exata do máximo déficit acumulado, admitiu-se que seja aproximadamente normalmente distribuído. A determinação da média e desvio padrão amostral do máximo déficit anual e mensal das séries sintéticas geradas foi realizada através das equações clássicas:

$$\hat{\mu}_x = \bar{X} = \frac{\sum_{j=1}^N x_j}{N} \quad (3.44)$$

$$\hat{\sigma}_x = S = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N (x_j - \bar{X})^2}{N - 1}} \quad (3.45)$$

Onde x_j é o máximo déficit acumulado na série sintética “ j ” e $N=1.000$ é o número de séries geradas.

A aplicação das expressões (3.44) e (3.45) ao máximo déficit acumulado das séries sintéticas de afluências mensais resultou em $\hat{\mu}_{mês}=162.386$ MWmês, com desvio padrão igual a $\hat{\sigma}_{mês}=70.872$ MWmês.

Assumida a normalidade da distribuição amostral, o intervalo de confiança de 95% do máximo déficit acumulado das séries geradas está compreendido entre $162.386 \pm 1,96 \times 70.872$ [23.477; 301.295]. Observa-se que o máximo déficit acumulado de 952 séries está situado dentro do intervalo de confiança, o que mostra a boa adequação da hipótese de normalidade. A figura 19 mostra a distribuição amostral do máximo déficit acumulado mensal, destacando a posição do valor da série histórica.

O máximo déficit acumulado da serie histórica resultou em 173.551 MWmês, o que resultou em um desvio de 0,15 desvios padrão em relação a média das séries geradas.

Aplicando as mesmas expressões (3.44) e (3.45) ao máximo déficit acumulado anual calculado a partir das séries sintéticas de aflúências anuais obtém-se $\hat{\mu}_{ano}=9.093$ MWano, com desvio padrão igual a $\hat{\sigma}_{ano}=5.401$ MWano.

A distribuição amostral para o máximo déficit acumulado anual é mostrado na figura 20.

É possível verificar a distribuição amostral das séries geradas, onde 951 séries pertencem ao intervalo de confiança de 95% das séries geradas, compreendido entre $9.093 \pm 1,96 \times 5.420$ [-1.494; 19.680].

FIGURA 19 – DISTRIBUIÇÃO DO MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO MENSAL

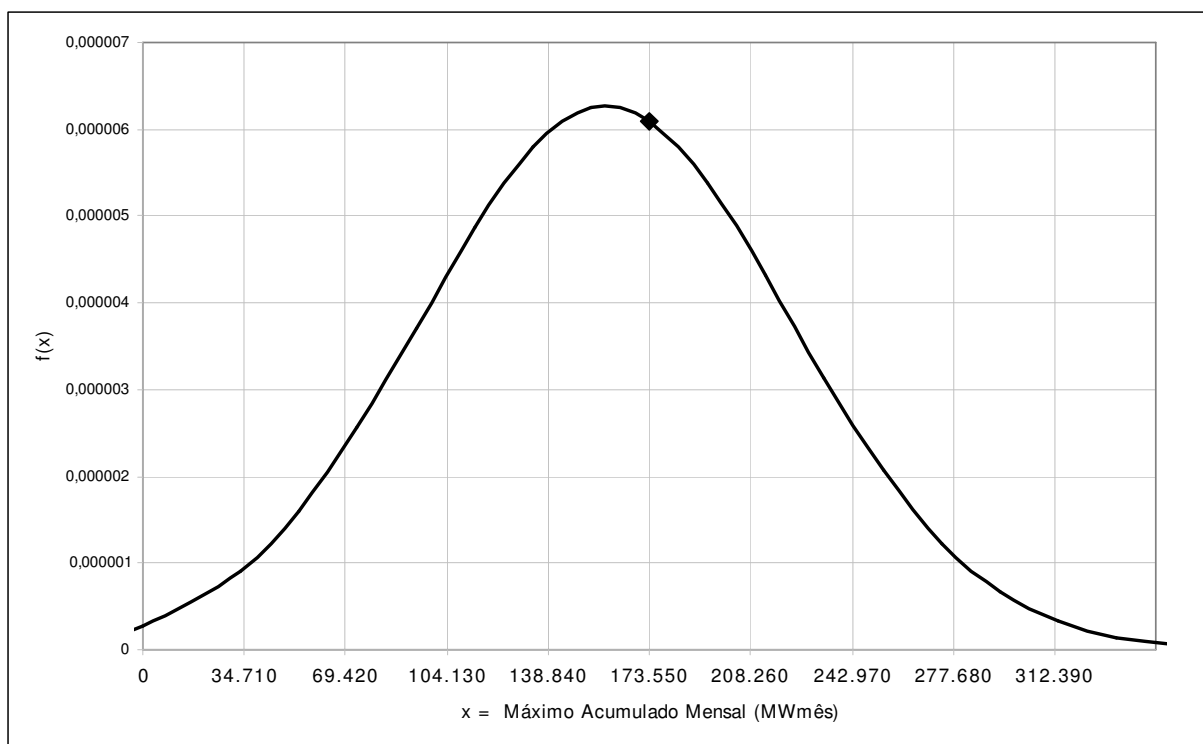
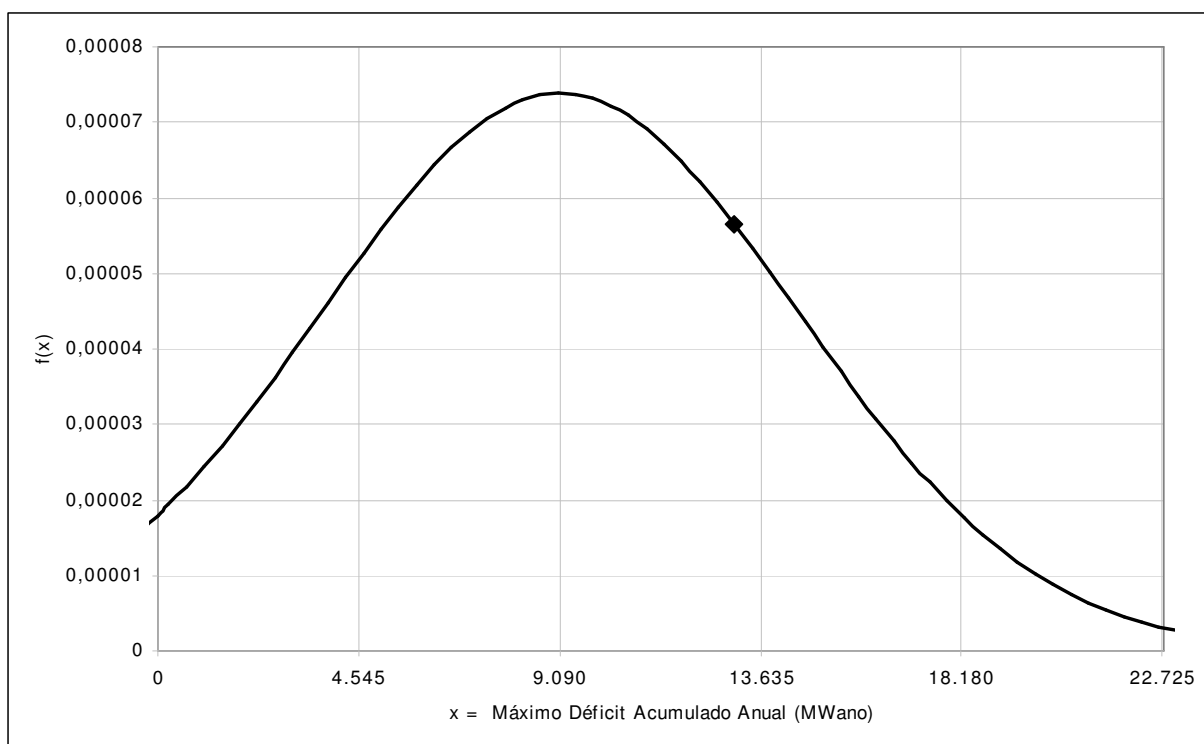


FIGURA 20 – DISTRIBUIÇÃO DO MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO ANUAL



Observa-se que a suposição de uma distribuição amostral com média e variância dadas pelas expressões (3.44) e (3.45) implica em uma probabilidade não desprezível (7%) de valores negativos para o máximo déficit acumulado anual o que é teoricamente impossível. Disso decorre que a hipótese de normalidade da distribuição amostral nesse caso não é sustentável. Também a hipótese de uma distribuição normal censurada não é verossímil já que apenas 6 em 1.000 séries apresentaram déficit nulo. Por outro lado, apesar dessas restrições o valor obtido do máximo déficit anual da série histórica, (13.053 MWano) situa-se a apenas 0,73 desvios padrão da média amostral, o que indica também no caso do máximo déficit anual uma boa similaridade estatística das séries sintéticas e da série histórica, embora um teste estatístico rigoroso não possa ser aplicado, dado o desconhecimento da real distribuição amostral do máximo déficit acumulado anual.

A partir dos resultados obtidos nas análises de média, desvio padrão, coeficiente de autocorrelação, máximo déficit acumulado mensal e anual, a série histórica pode ser considerada estatisticamente indistinguível das séries sintéticas o que valida o modelo de geração de séries sintéticas para o dimensionamento de reservatórios e análise de déficits, portanto para as finalidades dessa dissertação.

3.3.6 Determinação das Curvas de Regularização para Reservatórios Inicialmente Cheios

Foram determinadas curvas de regularização tradicionais para vários valores do tempo de retorno utilizando as 1.000 séries sintéticas. Estas curvas foram comparadas com a curva de regularização da série histórica obtida pelo tradicional método de Rippl (GOMIDE, 1986). As curvas de regularização relacionam o volume útil (armazenamento máximo) de um reservatório com a vazão regularizada (energia garantida) para uma dada probabilidade de sucesso expresso pelo tempo de retorno (ver seção 2.7.4) e correspondem a condição inicial de reservatório cheio. Portanto indicam a energia que pode ser retirada de um reservatório de energia inicialmente cheio para que a probabilidade de sucesso em um período de “ n ” anos seja $(1 - 1/Tr)^n$.

Para que as conclusões obtidas pela análise de um único reservatório de energia regularizando uma demanda igual a energia firme seja aplicável a um sistema complexo constituído por um conjunto de usinas e reservatórios hidrelétricos, complementadas por usinas termelétricas é necessário:

- (1) O método da energia natural (CANAMBRA, 1969) é aplicável;
- (2) A geração térmica é separável e seu valor pode ser considerada constante;
- (3) A confiabilidade é avaliada de forma estática, e mantida constante, e pode ser expressa pelo tempo de recorrência $Tr = \frac{1}{1 - (1 - p)^{1/n}}$, onde p é a probabilidade de falha em n anos (FILL e GROSZEWICZ, 1989).

Em geral essas hipóteses são aceitáveis dentro da prática corrente do planejamento do setor elétrico no Brasil, constituindo inclusive a base dos métodos

atualmente disponíveis para avaliação de riscos via teoria estocástica dos reservatórios (FILL e GROSZEWICZ, 1987; 1989).

Inicialmente, para as 1.000 séries geradas, foram computadas as probabilidades de falha para diferentes volumes, para os 50 anos de extensão de cada série usando para tanto a aproximação da frequência relativa:

$$P[D > D_{(j)}] = \frac{j}{N + 1} \quad (3.46)$$

$$P[falha \mid S = D_{(j)}] = P[D > D_{(j)}] = \frac{j}{N + 1} \quad (3.47)$$

Sendo:

S = armazenamento máximo do sistema;

$D_{(j)}$ = o j -ésimo máximo déficit acumulado ordenado das N séries;

N = número de séries.

Os máximos déficits acumulados foram obtidos a partir do seguinte algoritmo:

$$D(0) = 0 \quad (3.48)$$

$$D(t) = \max \begin{cases} D(t-1) + E_f - E(t) \\ 0 \end{cases} \quad \text{para } t = 1, 2, \Lambda, n \quad (3.49)$$

$$D_{\max} = \max[D(t)] \quad \text{para } t = 1, 2, \Lambda, n \quad (3.50)$$

onde

$D(t)$ = déficit acumulado no mês t ;

E_f = Demanda do sistema (energia firme);

$E_{(t)}$ = Energia afluyente;

n = extensão do período correspondente a cada série ($=50 \times 12 = 600$).

Arbitrando-se valores para a demanda determinou-se o máximo déficit para cada série sintética mediante a aplicação do algoritmo descrito.

Ordenaram-se os máximos déficits das várias séries sintéticas em ordem crescente. Para vários tempos de retorno selecionados ($Tr = 10, 20, 50, 80, 100, 150$ anos) calculou-se a probabilidade de sucesso correspondente a um horizonte de 50 anos mediante a expressão:

$$P(S_{50}) = \left(1 - \frac{1}{Tr}\right)^{50} \quad (3.51)$$

O máximo déficit acumulado correspondente ao tempo de retorno Tr , $máxD_T$, será o j -ésimo valor da série dos máximos déficits acumulados ordenados $máxD_{(j)}$ com:

$$j = NP(S_{50}) = 1000 \left(1 - \frac{1}{Tr}\right)^{50} \quad (3.52)$$

A tabela 8 mostra o número de séries com sucesso e falha resultante da expressão (3.51).

O valor de $máxD_{(j)}$ corresponderá ao armazenamento necessário para regularizar a demanda E_f com tempo de retorno Tr .

Repetindo-se o procedimento para diferentes valores de E_f é possível traçar as curvas de regularização de E_f em função do armazenamento uma para cada Tr .

TABELA 8 – PROBABILIDADE DE FALHA PARA 1000 SÉRIES EM DIVERSOS TEMPOS DE RECORRÊNCIA

TEMPO DE RECORRÊNCIA	NÚMERO DE SÉRIES	
	Com sucesso	Com falha
10 anos	6	994
20 anos	77	923
50 anos	364	636
80 anos	533	467
100 anos	605	395
150 anos	716	284

Estas curvas correspondem a uma condição inicial com os reservatórios cheios. Porém, sendo resultantes de uma simulação de longo prazo (50 anos), equivale aproximadamente a situação estacionária independente das condições iniciais descritas na seção 2.7.

A figura 21 mostra as curvas de regularização com diversos tempos de retorno.

O mesmo procedimento foi aplicado à série histórica onde a cada demanda corresponderá a um único máximo déficit acumulado e, portanto, pode ser traçada uma única curva de regularização que é mostrado na figura 22.

As figuras 23 e 24 apresentam uma comparação entre a curva de regularização histórica e as curvas correspondentes ao tempo de retorno de 100 e 150 anos respectivamente.

Dessa comparação conclui-se que a energia firme obtida da série histórica corresponde neste caso a um tempo de retorno de 100 anos.

FIGURA 21 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA TEMPOS DE RETORNO SELECIONADOS

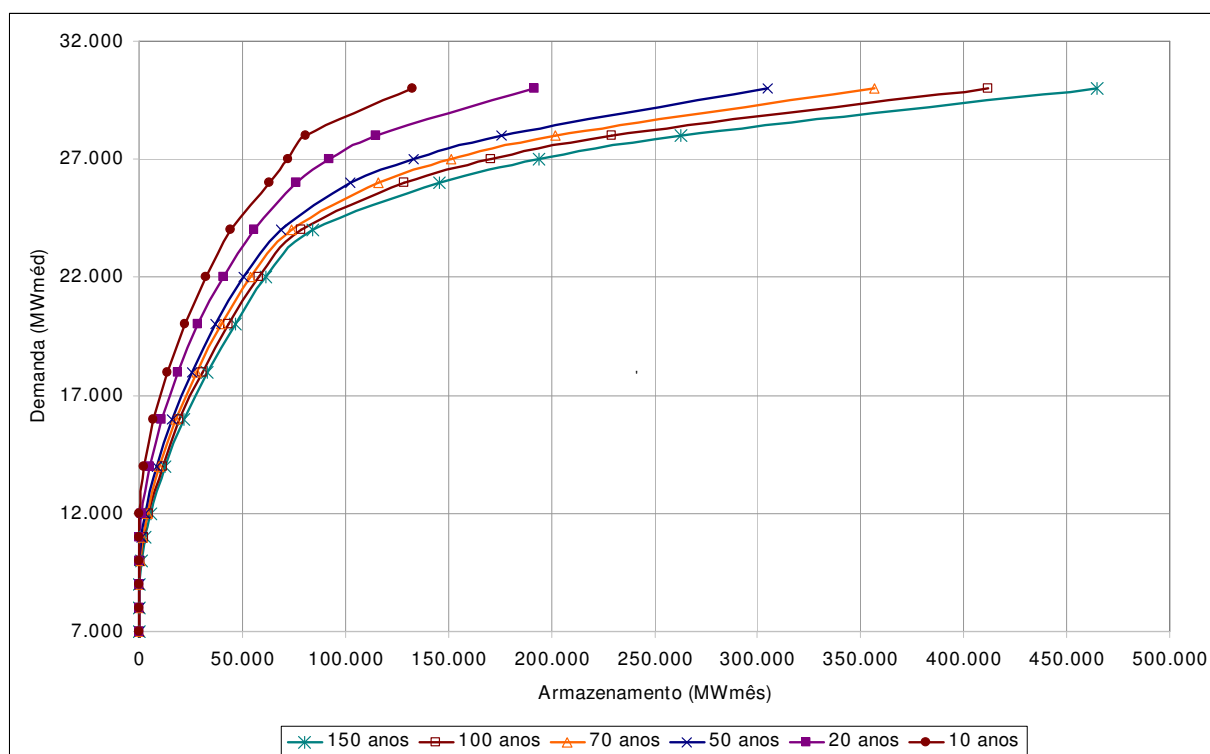


FIGURA 22 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO HISTÓRICA

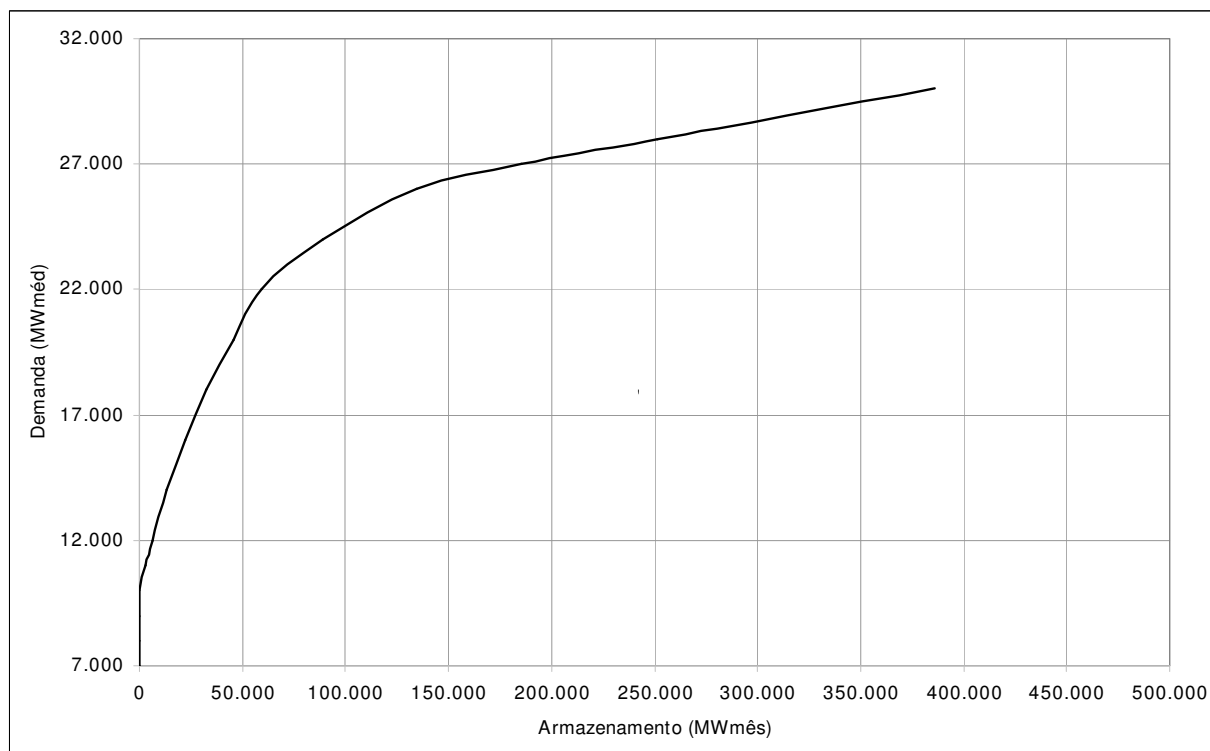


FIGURA 23 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS – COMPARAÇÃO ENTRE TR-100 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA

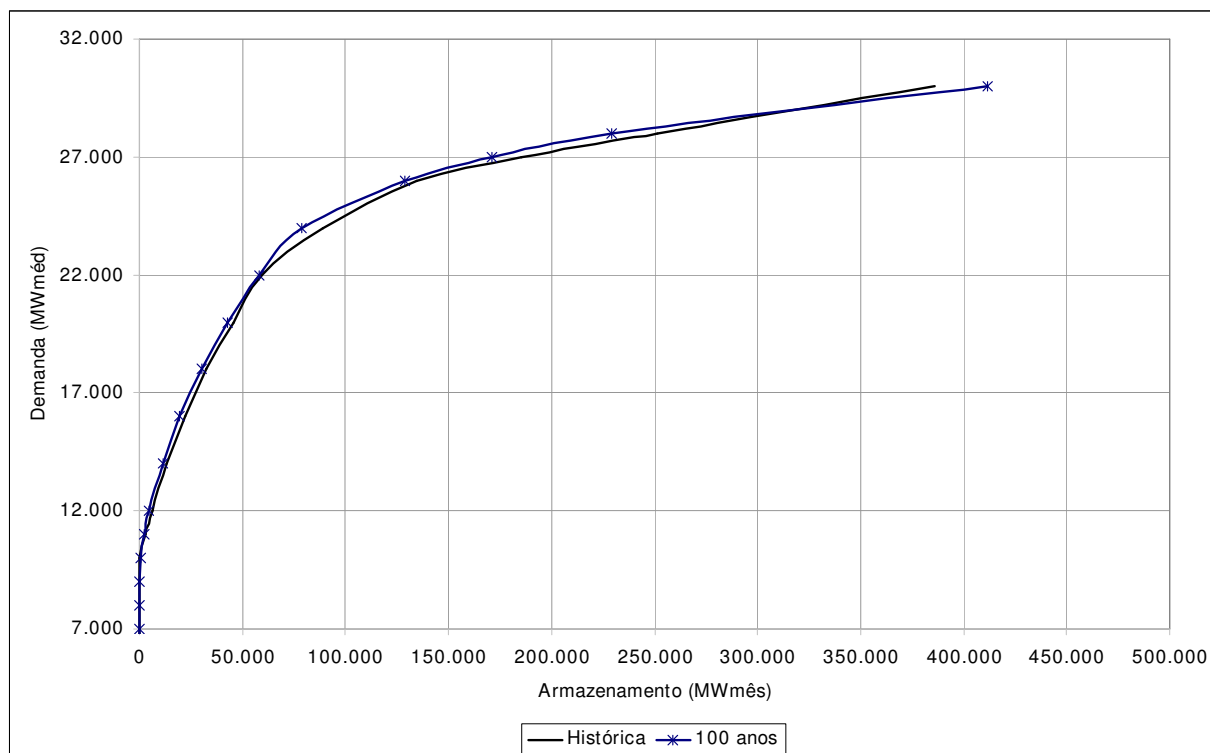
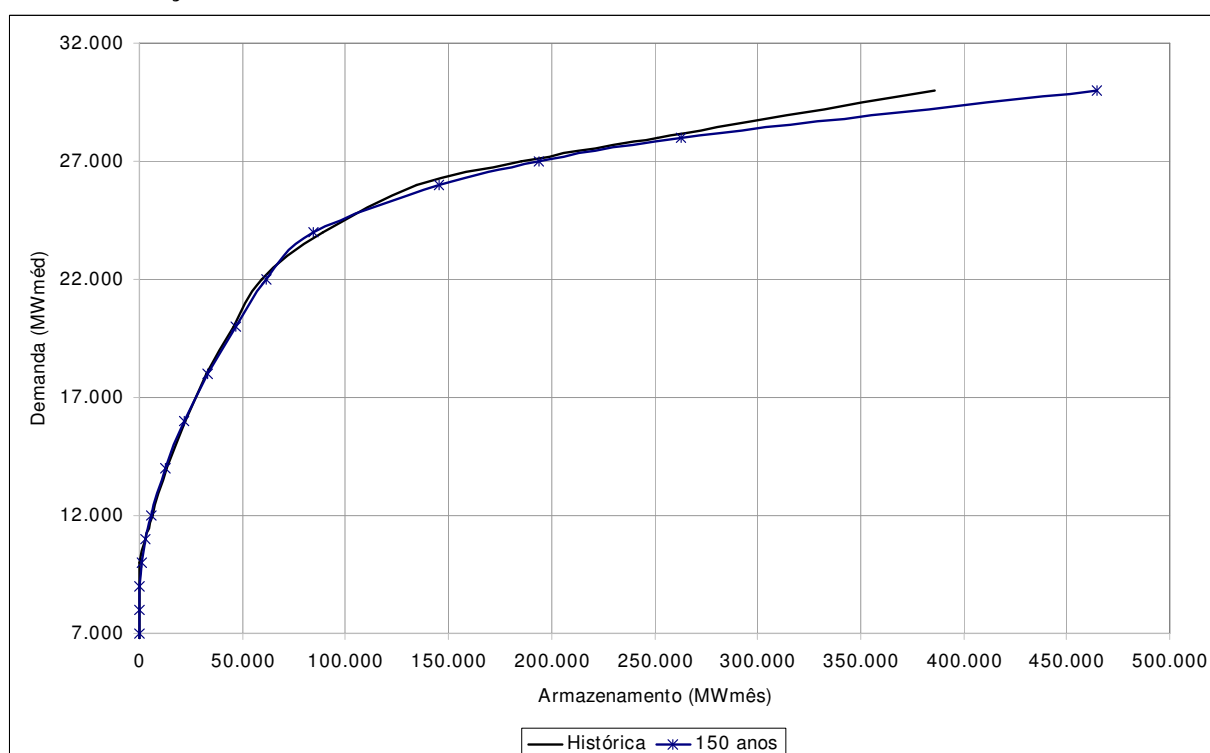


FIGURA 24 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS – COMPARAÇÃO ENTRE TR-150 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA



GOMIDE (1986) em suas análises do sistema Sul-Sudeste encontrou um tempo de retorno da ordem de 60 anos para a energia firme obtida a partir da série histórica. FILL et al. (2003) encontraram para a mesma série histórica utilizada nessa dissertação, valores para o tempo de retorno do sistema Sul-Sudeste também próxima à de 100 anos.

Uma das hipóteses levantadas para a grande diferença entre os valores do tempo de retorno encontrados por GOMIDE (1986) e estes estudos, é que aquele autor realizou as suas análises utilizando séries de afluições correspondentes à configuração de 1970 e uma série histórica de 1931 a 1970, o que afeta sensivelmente a estimativa do coeficiente de autocorrelação como já discutido na seção 3.2.

3.3.7 Determinação de Curvas de Regularização para Reservatórios Parcialmente Cheios e Confiabilidade Constante

Objeto desta dissertação, a determinação de curvas de regularização para reservatórios parcialmente cheios, usou basicamente o mesmo método que a determinação das curvas de regularização convencionais, entretanto fixando-se os armazenamentos máximos e considerando diferentes valores iniciais para o armazenamento, determinaram-se as respectivas demandas como função do armazenamento inicial de modo que j séries sintéticas não apresentassem déficit (i.e. o reservatório nunca era totalmente deplecionado) e $N - j$ séries apresentassem déficit (i.e. armazenamento mínimo=0). O valor de j foi determinado pela equação (3.52) para o tempo de retorno selecionado.

O algoritmo usado foi o seguinte:

$$S(0) = S_{inicial} \quad (3.53)$$

$$S(t) = \max \begin{cases} 0 \\ \min \begin{cases} S(t-1) + E_{(t)} - E_f \\ S_{\max} \end{cases} \end{cases} \quad \text{para } t = 1, 2, \dots, n \quad (3.54)$$

$$S_{\min} = \min[S(1), S(2), \dots, S(n)] \quad (3.55)$$

Onde adotou-se para o armazenamento inicial- S_{inicial} 20%, 40%, 60% e 80% do armazenamento máximo- S_{\max} .

Para cada um desses armazenamentos iniciais, as demandas foram determinadas por tentativas para que o número de séries com falhas para cada tempo de recorrência fossem iguais aos valores da tabela 8.

Definiu-se que uma série apresenta falha se o armazenamento mínimo fosse igual a zero e que a série era bem sucedida se o armazenamento mínimo apresentasse um valor positivo.

Por exemplo, para se determinar a demanda de um reservatório com 80% de armazenamento do reservatório do sistema Sul-Sudeste, que é igual a 173.551 MWmês, o armazenamento inicial resulta igual a 138.841.

Para um tempo de recorrência de 50 anos, onde o número de séries com falha é de 636, ou seja, das 1.000 séries sintéticas geradas, 636 séries devem falhar (ocorrência de armazenamento nulo pelo menos uma vez).

Utilizando o método descrito, a demanda atendida por este reservatório com tempo de retorno de 50 anos é de 27.916 MWmês.

Repetindo o procedimento para outros armazenamentos iniciais e outros tempos de retorno foram traçadas as curvas de regularização para o reservatório de energia parcialmente cheio.

Utilizou-se em todos os casos como armazenamento máximo o valor do sistema Sul-Sudeste, configuração 2001, e que corresponde a 173.551 MWmês (valor fornecido pelo CEHPAR, 2002).

As figuras 25 a 27 mostram as curvas obtidas para tempos de retorno de 50, 100 e 150 anos respectivamente e as tabelas 9 a 11 apresentam os valores numéricos indicando que a redução de capacidade de atendimento varia entre 1.150 e 2.150 MWméd.

TABELA 9 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 50 ANOS

ARMAZENAMENTO INICIAL (MWmês)	DEMANDA (MWméd)
173.551	27.957
138.841	27.916
104.131	27.807
69.420	27.538
34.710	26.780

FIGURA 25 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 50 ANOS

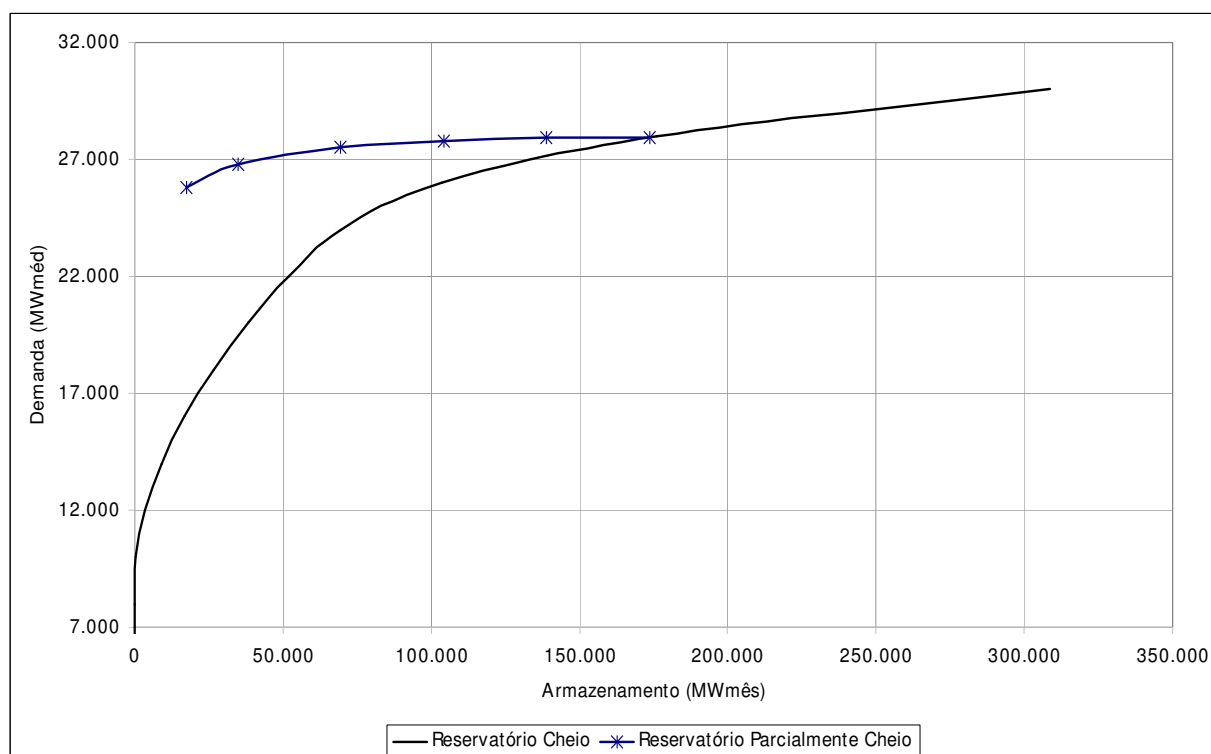


TABELA 10 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 100 ANOS

ARMAZENAMENTO INICIAL (MWmês)	DEMANDA (MWméd)
173.551	27.035
138.841	26.940
104.131	26.823
69.420	26.560
34.710	25.275

FIGURA 26 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 100 ANOS

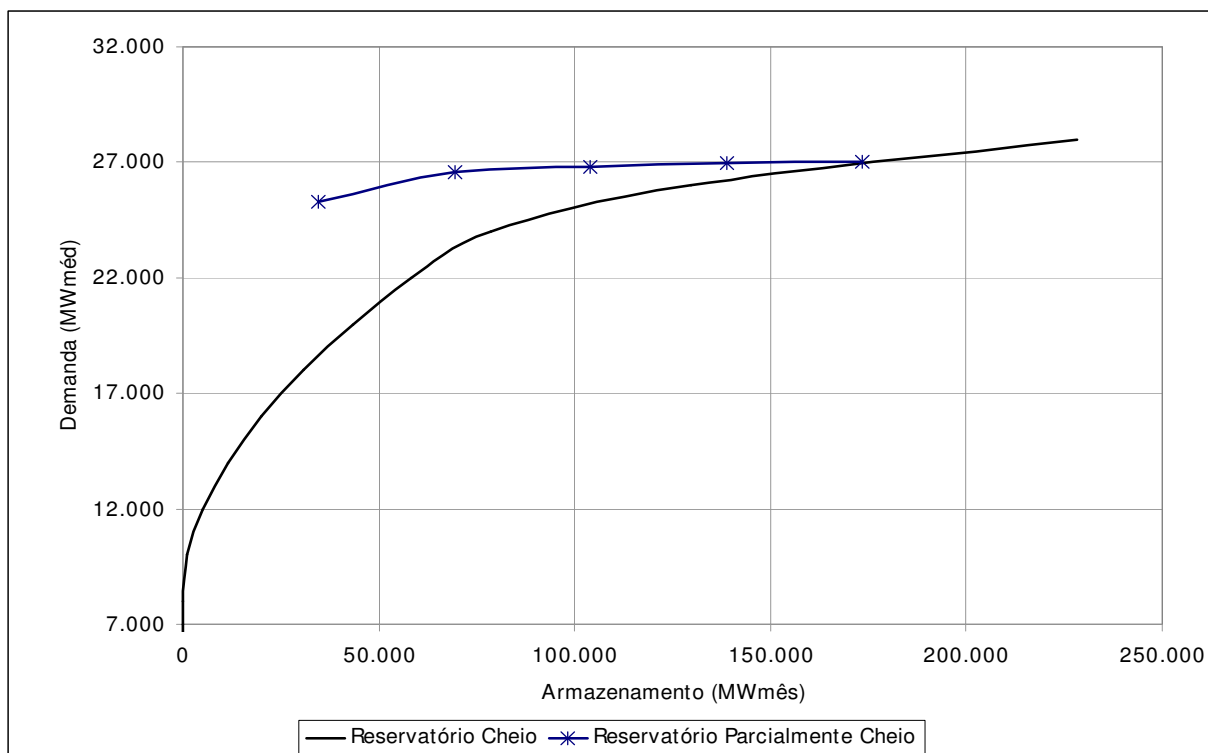


FIGURA 27 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 150 ANOS

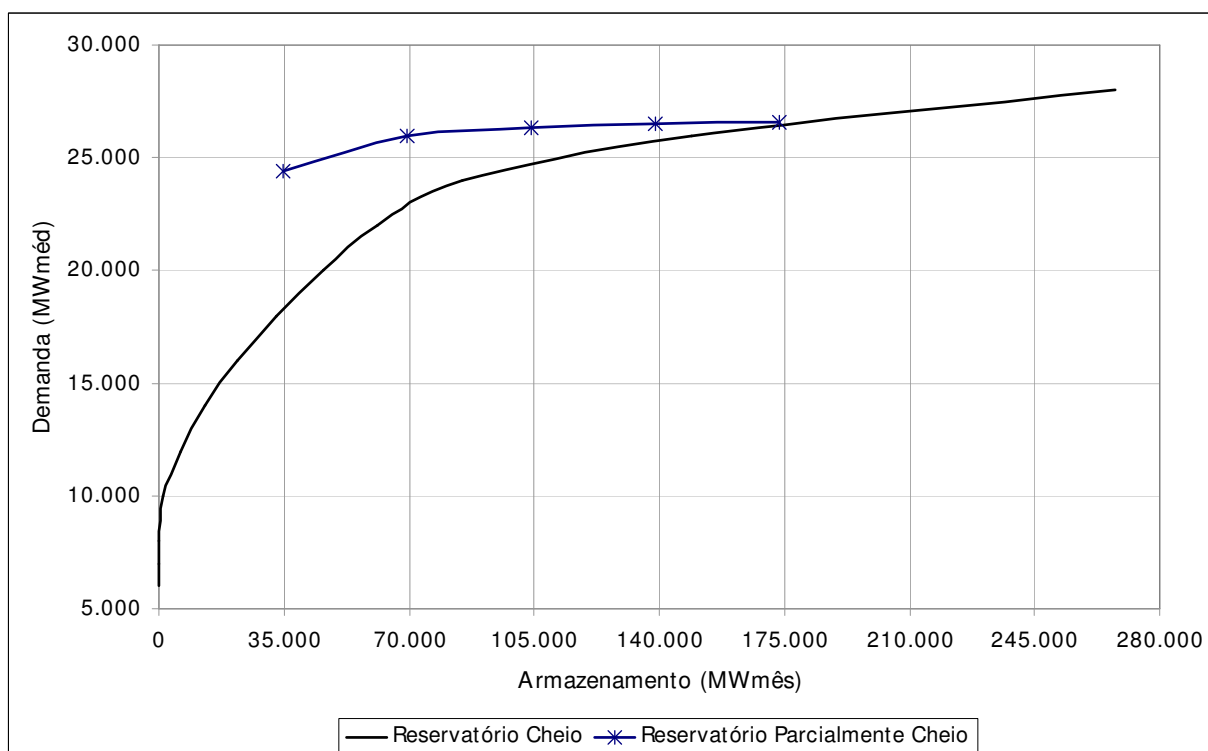
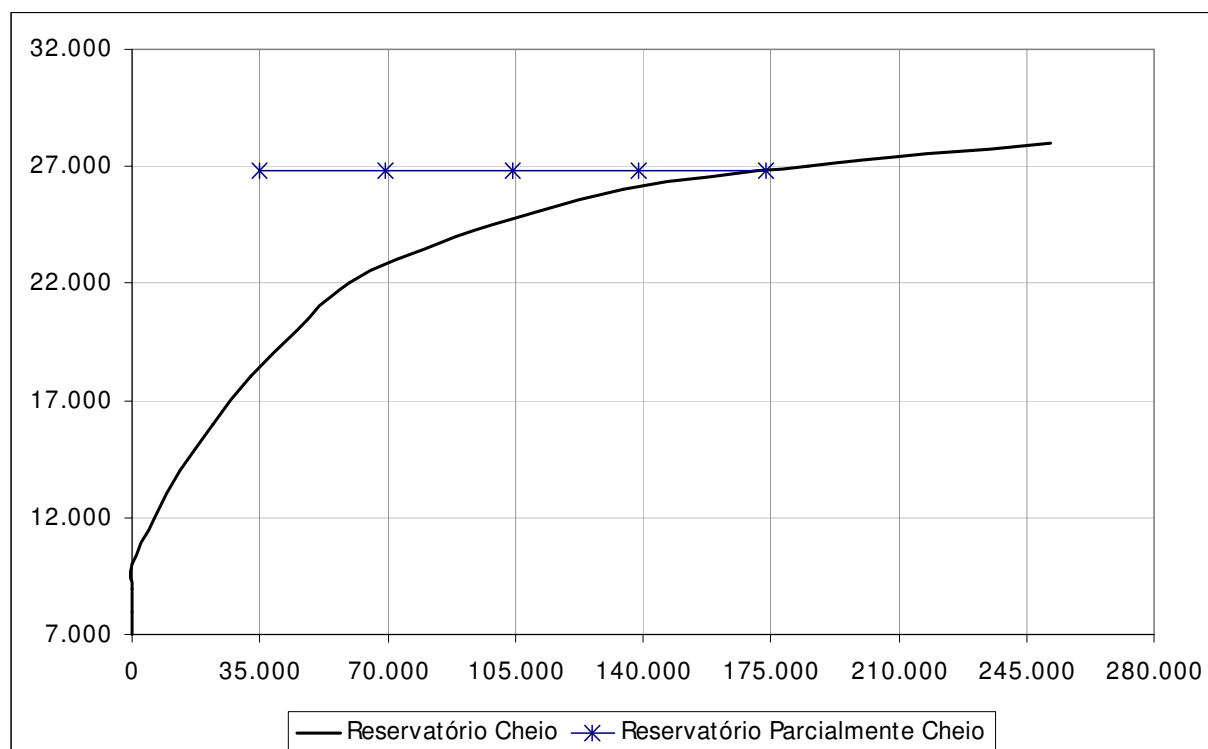


TABELA 11 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 150 ANOS

ARMAZENAMENTO INICIAL (MWmês)	DEMANDA (MWméd)
173.551	26.580
138.841	26.510
104.131	26.316
69.420	25.965
34.710	24.435

No caso da série histórica a ocorrência de anos com afluições muito grandes no período de 1931 a 1951, resultavam no reenchimento total do reservatório de energia antes da ocorrência do período crítico e, portanto garantindo o atendimento da energia firme para qualquer armazenamento inicial, como mostra a figura 28.

FIGURA 28 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA



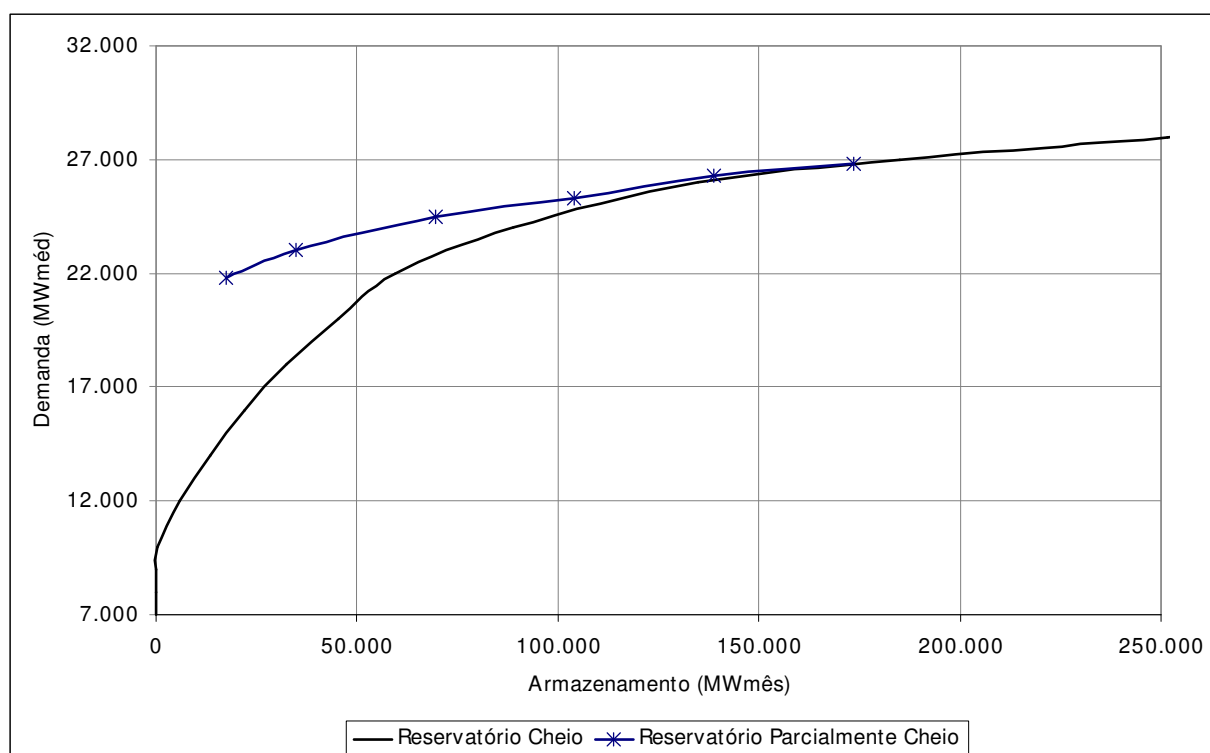
A figura 29 e tabela 12 mostram a demanda que pode ser atendida na repetição do período histórico se a condição inicial de reservatório parcialmente cheio ocorresse imediatamente antes do período crítico, ou seja, iniciando a simulação em 1952. Com essa hipótese foi possível, variando os armazenamentos iniciais, obter as respectivas

demandas (inferiores à energia firme) que causariam falhas no atendimento (armazenamento mínimo igual a zero) e dessa forma obter curvas de regularização para reservatórios parcialmente cheios para a série histórica.

TABELA 12 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA 1952-1995

ARMAZENAMENTO INICIAL (MWmês)	DEMANDA (MWméd)
173.551	26.790
138.841	26.300
104.131	25.300
69.420	24.500
34.710	23.000

FIGURA 29 - CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA 1952-1995



3.4 ESTUDOS REALIZADOS PARA SÉRIE HISTÓRICA COM PERÍODO 1931-1980

3.4.1 Distribuição Marginal e Persistência

A definição da distribuição marginal de probabilidades, geração de séries sintéticas baseada no período de 1931-1980 foi realizada da mesma forma que a análise realizada para o período 1931-1995. Inicialmente foram ajustadas as distribuições LN2 e LN3, na nova série histórica, verificando-se então qual seria a distribuição mais adequada.

Nas tabelas 13 e 14 são apresentadas as estimativas dos momentos dos logaritmos das energias afluentes anuais para essas duas distribuições LN2 e LN3 respectivamente, aplicando os métodos dos momentos e máxima verossimilhança à nova série histórica de afluições, compreendida entre os anos de 1931 e 1980. O coeficiente de autocorrelação para esta série reduzida foi igual a 0,332.

TABELA 13 – MOMENTOS DETERMINADOS PARA A DISTRIBUIÇÃO LN2

MÉTODO	MOMENTOS	MÁXIMA VEROSSIMILHANÇA
Média	10,335	10,335
Desvio Padrão	0,174	0,177
Assimetria	0,532	0,539

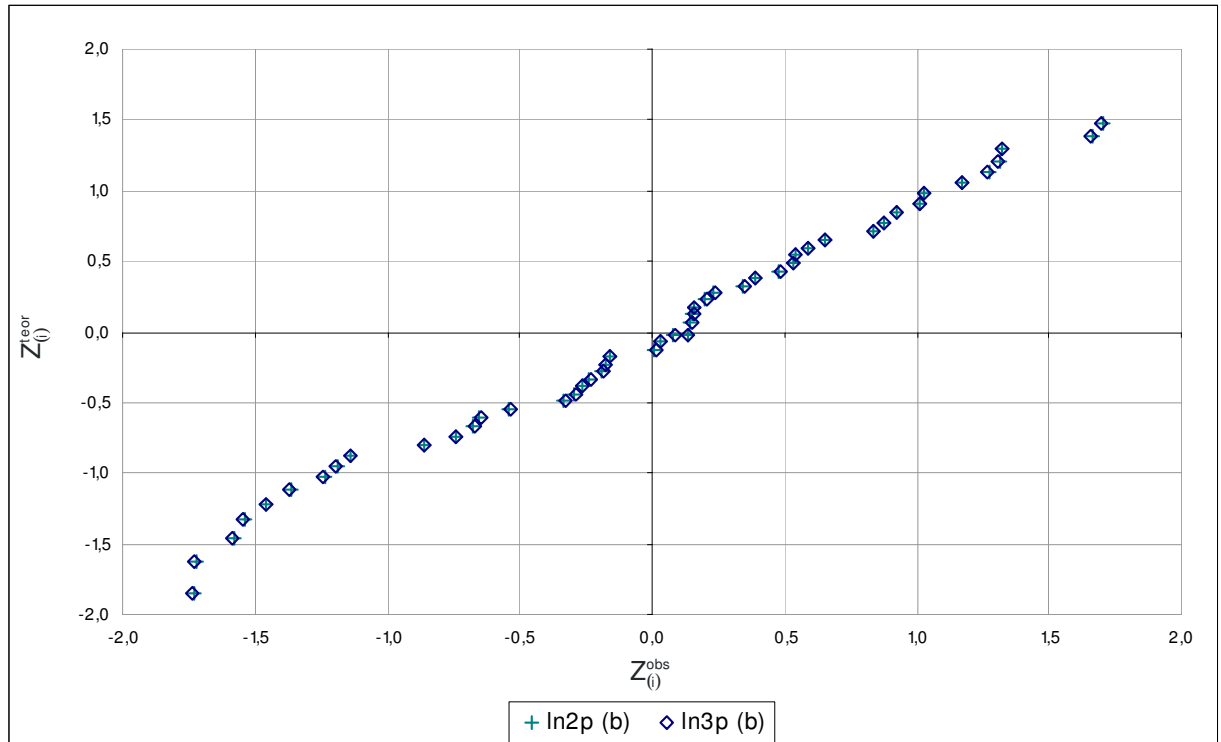
TABELA 14 – MOMENTOS DETERMINADOS PARA A DISTRIBUIÇÃO LN3

MÉTODO	MOMENTOS	MÁXIMA VEROSSIMILHANÇA
Média	10,282	10,282
Desvio Padrão	0,183	0,186
Assimetria	0,561	0,570

O coeficiente de autocorrelação dos logaritmos da série histórica foi igual a 0,33 para ambas distribuições, LN2 e LN3 a diferença encontrada entre os coeficientes resultante da presença do parâmetro locacional $\xi = 1.563$ na LN3 foi inferior a 0,001.

A figura 30 mostra graficamente o ajuste entre os valores teóricos da variável normal padrão $Z_i^{\text{teor}} = \Phi^{-1}(p_i)$ e os observados $Z_i^{\text{obs}} = \frac{\ln(x_{(i)} - \hat{\xi}) - \hat{\mu}}{\hat{\sigma}}$, sendo p_i a posição de plotagem de Blom (equação 3.10).

FIGURA 30 – COMPARAÇÃO ENTRE AS DISTRIBUIÇÕES LN2 E LN3



Aplicando o teste de aderência PPCC já explicado na seção 3.3.1 a estatística de teste R^2 resultou para o modelo LN3, em 0,9903 e para o modelo LN2 obteve-se $R^2=0,9900$, ou seja os dois modelos se ajustam igualmente bem aos dados.

Para o tamanho da amostra disponível ($n=50$) e um nível de significância de 95%, o valor o valor crítico da estatística de teste é $R^2=0,9764$, aceitando-se, portanto as duas distribuições. Como para a série anterior (1931-1995) o melhor ajuste ficou claramente com a LN3, também para a série 1931-1980, optou-se pela distribuição LN3 para geração das séries sintéticas.

3.4.2 Geração de Séries Sintéticas Anuais

A geração de séries sintéticas anuais foi realizada a partir do mesmo algoritmo desenvolvido para a geração a partir da série histórica de 1931-1995 seção (3.3.2)

Para a persistência temporal das afluições anuais também foi assumido um modelo AR(1) - auto-regressivo de primeira ordem combinado com uma distribuição marginal LN3 com $\xi = 1.563$. Foram geradas igualmente 1.000 séries sintéticas de energias afluentes anuais com 50 anos de extensão cada uma. O algoritmo utilizado para a geração das séries sintéticas anuais com essa extensão está apresentado no anexo n. 3.

3.4.3 Desagregação das Séries Anuais em Mensais

A desagregação das séries anuais em mensais foi realizada da forma descrita na seção 3.3.3, através do modelo de cenários hidrológicos, onde desta vez foram considerados os cenários dos 50 anos de extensão da nova série histórica, conforme apresentado no anexo n. 4.

O valor máximo e mínimo para a razão entre as energias médias mensais do 1º mês de ano $i + 1$ e o 12º mês de ano i , com $i = (1, 2, K, 49)$, também foram 0,404 e 1,637 para a nova série histórica.

3.4.4 Determinação do Máximo Déficit Acumulado

O máximo déficit acumulado mensal e anual para a nova série histórica foi determinado da mesma forma que para a série histórica original, não havendo alteração nos valores. Esta observação é lógica, já que o período crítico do sistema não foi alterado, ficando então o máximo déficit acumulado anual igual a 13.054 MWano e o máximo déficit acumulado da série de afluições mensais igual a 173.551 MWmês.

Nesses cálculos a demanda foi considerada igual a energia firme do histórico, igual a 26.789 MWméd.

Também foram determinados os máximos déficits das séries sintéticas geradas da mesma forma que no caso das séries geradas a partir do período 1931-1995 (seção 3.3.4).

3.4.5 Verificação e Validação do Modelo

Foi realizada para a série histórica reduzida a mesma verificação e validação do modelo que a efetuada com a série histórica completa. A tabela 15 reproduz os parâmetros básicos obtidos das séries geradas a partir da série histórica de 1931 a 1980.

TABELA 15 – PARÂMETROS BÁSICOS CALCULADOS A PARTIR DAS SÉRIES GERADAS PARA A SÉRIE HISTÓRICA REDUZIDA

PARÂMETRO	ESPAÇO REAL			ESPAÇO LOGARÍTMICO		
	Valor Populacional	Valor Amostral		Valor Populacional	Valor Amostral	
	θ	$E(\hat{\theta})$	$Var(\hat{\theta})$	θ	$E(\hat{\theta})$	$Var(\hat{\theta})$
Média	31.310	31.230	1.214.572	10,283	10,280	0,001
Variância	31.520.347	30.391.669	6.01E+13	0,035	0,034	0,0001
Autocorrelação	0,332	0,279	0,018	0,330	0,286	0,017
Desvio padrão	5.614	5.470	474.362	0,186	0,183	0,0004

3.4.5.1 Análise das médias das séries geradas

A verificação da média foi realizada da mesma forma que para a série histórica completa (1931-1995), sendo os valores esperados da média e variância obtidos através da teoria das distribuições amostrais (equações 3.27 a 3.31) os seguintes:

$$E(\hat{\mu}_x)=31.310$$

$$VAR(\hat{\mu}_x)=1.254.218$$

$$E(\hat{\mu}_y)=10,283$$

$$VAR(\hat{\mu}_y)=0,0014$$

Da mesma forma que no caso da série histórica completa foi aplicado o teste de igualdade de proporções aos valores obtidos no intervalo de $\pm 10\%$ da média populacional, compreendido, portanto entre [28.179; 34.441]. A proporção teórica das médias que deveriam estar neste intervalo resulta a partir da distribuição normal padrão como sendo $p_0 = 0,995$. O número observado foi de 995 séries o que corresponde a $p = 0,995$ e considerando a mesma hipótese nula adotada na série histórica original ($H_0 \therefore p = p_0$) a estatística z (equação 3.32) foi igual a 0,00 e, portanto a hipótese H_0 é aceita como verdadeira.

3.4.5.2 Análise do desvio padrão

No caso do desvio padrão, os valores teóricos das esperanças e variâncias dos parâmetros amostrais calculados pelas expressões (3.36) a (3.39) sendo $k_x = 3,59$ resultam:

$$E(\hat{\sigma}_x) = 5.577$$

$$VAR(\hat{\sigma}_x) = 509.089$$

$$E(\hat{\sigma}_y) = 0,185$$

$$VAR(\hat{\sigma}_y) = 0,0004$$

Aplicou-se igualmente ao desvio padrão o teste de igualdade de proporções da mesma forma como no caso da série completa, usando a proporção de valores contidos no intervalo correspondente a $\pm 10\%$ do valor da média populacional, ou seja [5.053; 6.175]. Teoricamente, assumindo uma distribuição amostral normal com média e variância acima, a proporção de desvios padrão neste intervalo seria $p_0 = 0,629$. Observaram-se entre as séries geradas uma proporção de $p = 0,601$. Portanto a estatística de teste ou “score” z resultou igual a 1,60. Sendo este valor inferior ao valor crítico para 95% de confiabilidade $Z_{crit} = 1,96$, a hipótese H_0 é aceita como verdadeira.

3.4.5.3 Análise do coeficiente de autocorrelação

Para o coeficiente de autocorrelação foram encontrados os seguintes valores teóricos para a média e variância:

$$E(\rho_x)=0,332$$

$$VAR(\rho_x)=0,018$$

$$E(\rho_y)=0,330$$

$$VAR(\rho_y)=0,018$$

Novamente foi aplicado o teste de igualdade de proporções desta vez para o coeficiente de autocorrelação considerando um intervalo de $\pm 10\%$ do valor da média populacional [0,298; 0,364]. O número teórico da proporção de valores obtidos no intervalo resulta $p_0=0,196$ e a proporção observada foi de $p=0,189$. O “score” z resultou igual a $0,56 < Z_{crít}=1,96$ e, portanto a hipótese $H_0 \therefore p = p_0$ não pode ser rejeitada.

Considerando os testes efetuados para a média, desvio padrão e coeficiente de autocorrelação, pode-se assumir que o modelo de geração reproduz satisfatoriamente os principais parâmetros da série histórica reduzida e portanto, pode ser considerado adequado nesse aspecto.

3.4.5.4 Análise do máximo déficit acumulado

As análises do máximo déficit acumulado para a nova série histórica foram efetuadas conforme o procedimento descrito na seção 3.3.5.4 para a série histórica original.

A média do máximo déficit acumulado mensal resultou em $\hat{\mu}_{mês}=173.687$ MWmês, com desvio padrão do máximo déficit acumulado mensal das médias igual a $\hat{\sigma}_{\bar{x}mês}=71.146$ MWmês. O intervalo de confiança de 95% para o máximo déficit

acumulado das séries geradas está compreendido entre $173.687 \pm 1,96 \times 71.146$ [34.240; 313.113], 959 séries estão dentro deste intervalo.

FIGURA 31 – DISTRIBUIÇÃO DO MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO MENSAL

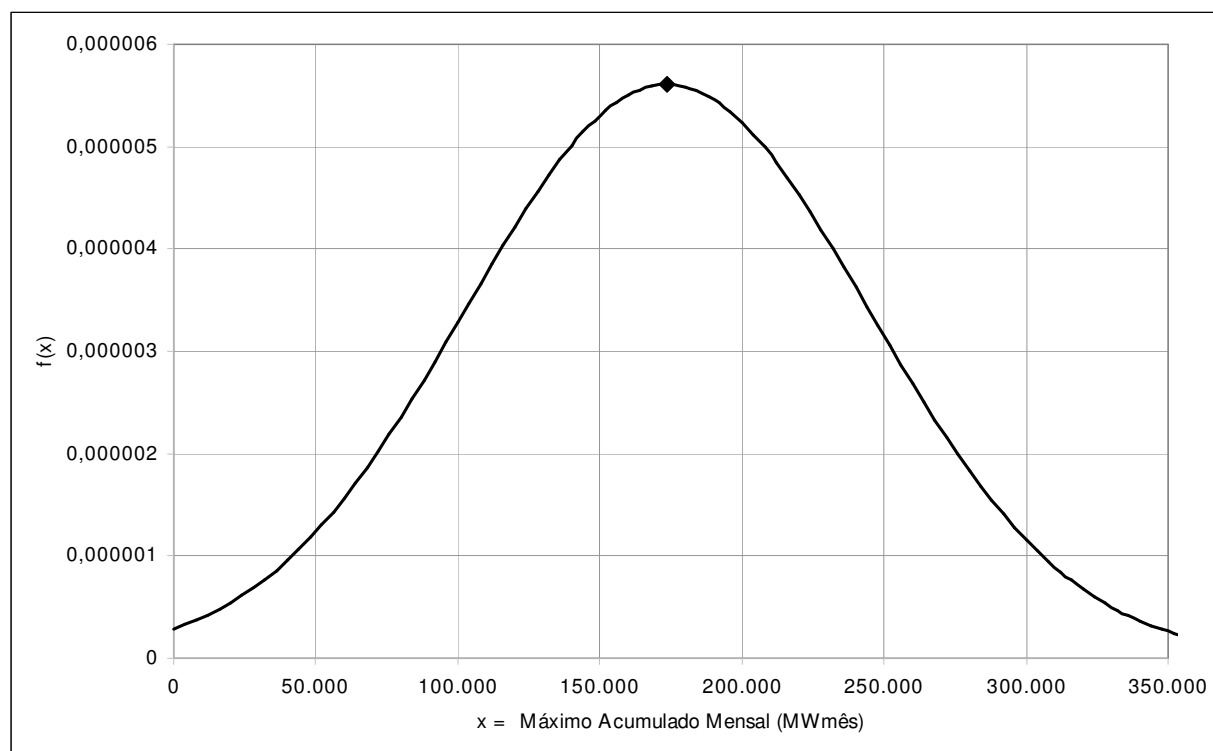
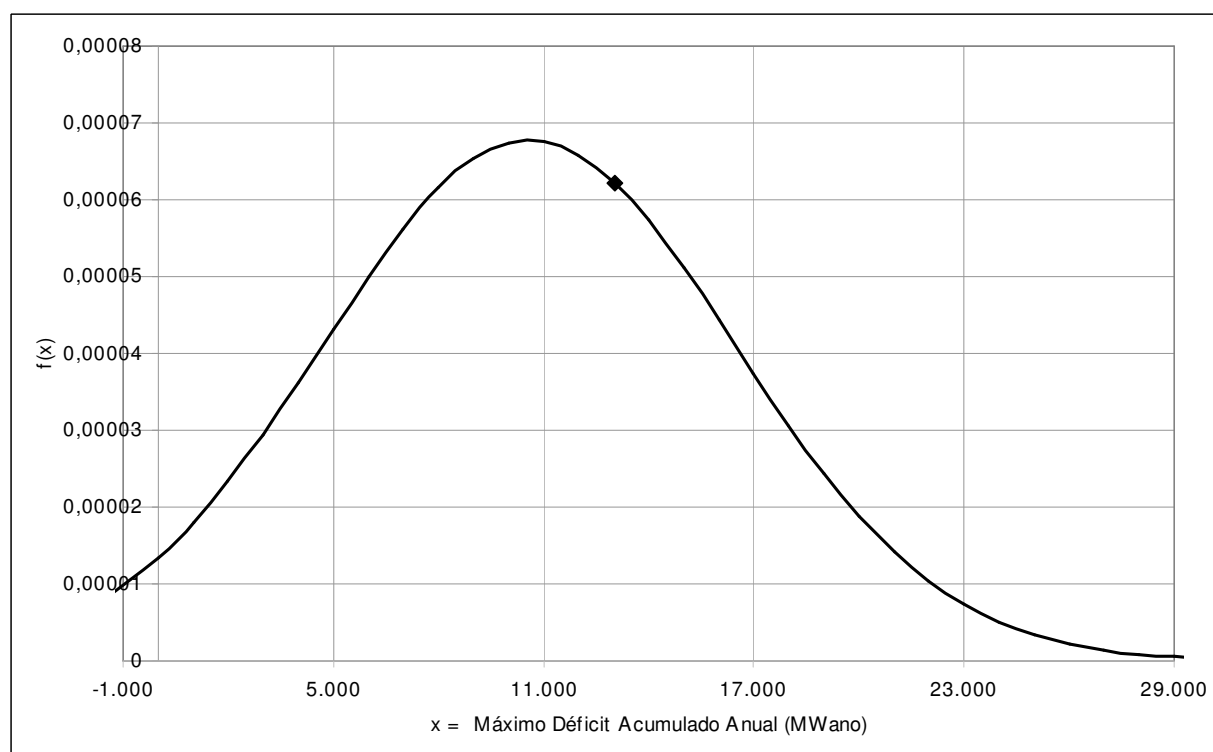


FIGURA 32 – DISTRIBUIÇÃO DO MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO ANUAL



A figura 31 mostra a distribuição amostral do máximo déficit acumulado mensal destacando a posição do valor da série histórica (173.551 MWmês).

A média do máximo déficit acumulado anual resultou em $\hat{\mu}_{ano}=10.593$ MWano, e o desvio padrão foi igual a $\hat{\sigma}_{\bar{x}ano}=5.883$ MWano.

A mesma análise foi realizada para o máximo déficit acumulado anual e pode ser verificada através da figura 32, que mostra a distribuição amostral das séries geradas onde 955 valores pertencem ao intervalo de confiança de 95% das séries geradas, compreendido entre $10.593 \pm 1,96 \times 5.883$, ou seja $[-937; 22.123]$. É possível também verificar o valor do máximo déficit acumulado anual da série histórica destacado no gráfico (13.053 MWano).

Cumprasse assinalar que o máximo déficit acumulado é uma quantidade necessariamente não negativa. Portanto a hipótese da distribuição amostral normal não se aplica no caso do máximo déficit acumulado anual, invalidando em princípio o intervalo de confiança. Entretanto considerando que o máximo déficit acumulado anual da série histórica situa-se apenas a 0,42 desvios padrão da média das séries sintéticas pode-se considerar que os máximos déficits das séries geradas são estatisticamente similares ao máximo déficit da série histórica.

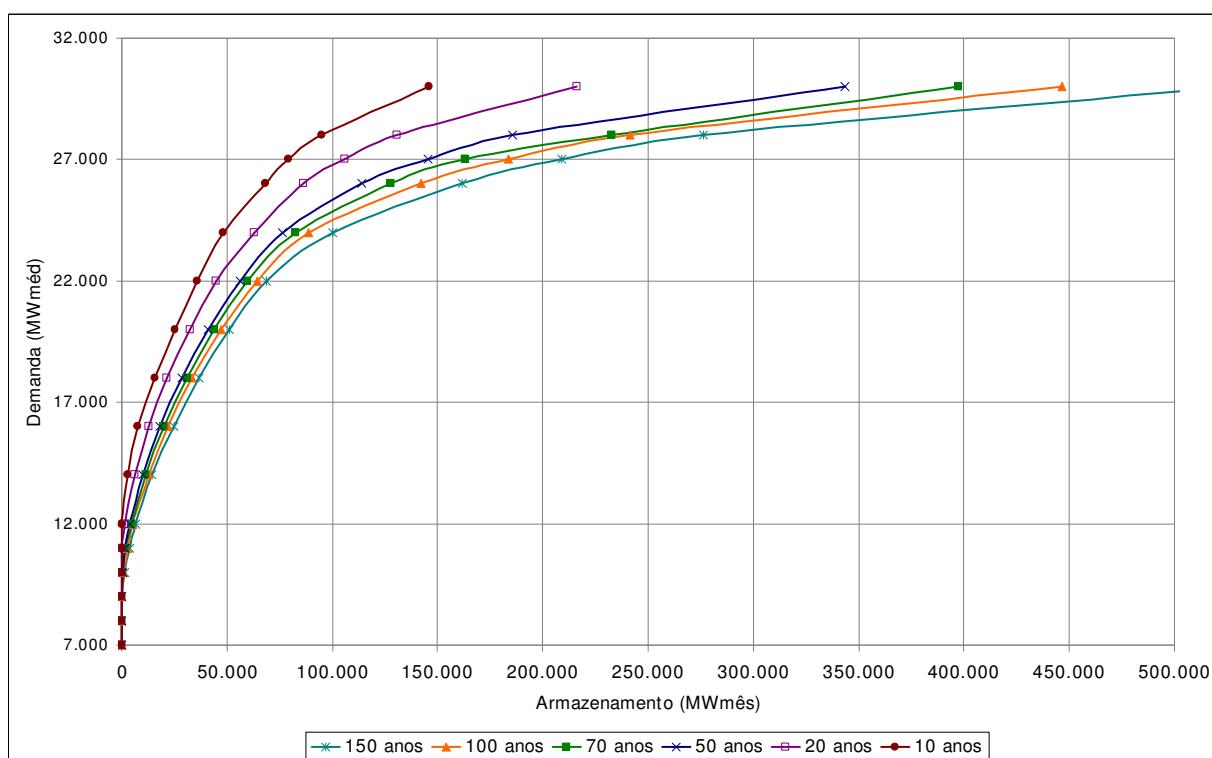
A partir dos resultados obtidos nas análises de média, desvio padrão, coeficiente de autocorrelação, máximo déficit acumulado mensal e anual, a série histórica também no caso de se usar apenas as observações de 1931 a 1980 pode ser considerada estatisticamente indistinguível das correspondentes séries sintéticas o que confirma a validação do modelo de geração de séries sintéticas para o dimensionamento de reservatórios e análise de déficits, portanto, para as finalidades dessa dissertação.

3.4.6 Determinação das Curvas de Regularização para Reservatórios Inicialmente Cheios

As curvas de regularização para reservatórios inicialmente cheios foram determinadas usando o mesmo método que no caso da série histórica 1931-1995. A descrição do método usado para a determinação destas curvas foi apresentada na seção 3.3.6. Para a nova série histórica o mesmo procedimento foi adotado.

A figura 33 mostra as curvas de regularização com diversos tempos de retorno selecionados utilizando as séries geradas a partir da nova série histórica.

FIGURA 33 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA TEMPOS DE RETORNO SELECIONADOS



Da mesma forma, aplicou-se a rotina à série histórica onde para cada demanda corresponderá um único máximo déficit acumulado e, portanto pode ser traçada uma única curva de regularização que é mostrado na figura 34.

As figuras 35 à 37 apresentam uma comparação entre a curva de regularização histórica e as curvas correspondentes ao tempo de retorno de 50, 70 e 100 anos respectivamente.

De uma análise dessa comparação conclui-se que a curva que mais se aproxima da série histórica é a curva com tempo de retorno de 70 anos. Este tempo de retorno é mais próximo ao encontrado por GOMIDE (1986), FILL (1989) e FILL e GROSZEWICZ (1989) e indica que esta nova série aparentemente conduz a valores mais consistentes.

FIGURA 34 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO HISTÓRICA

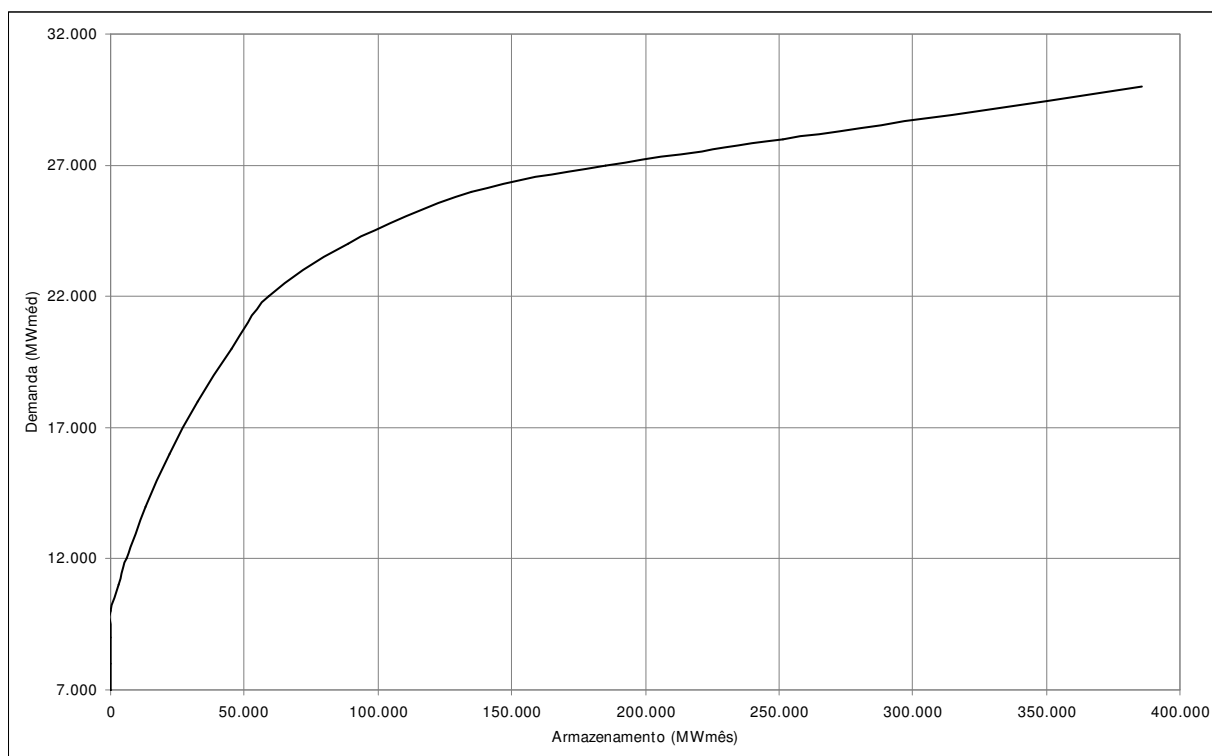


FIGURA 35 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS–COMPARAÇÃO ENTRE TR-50 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA

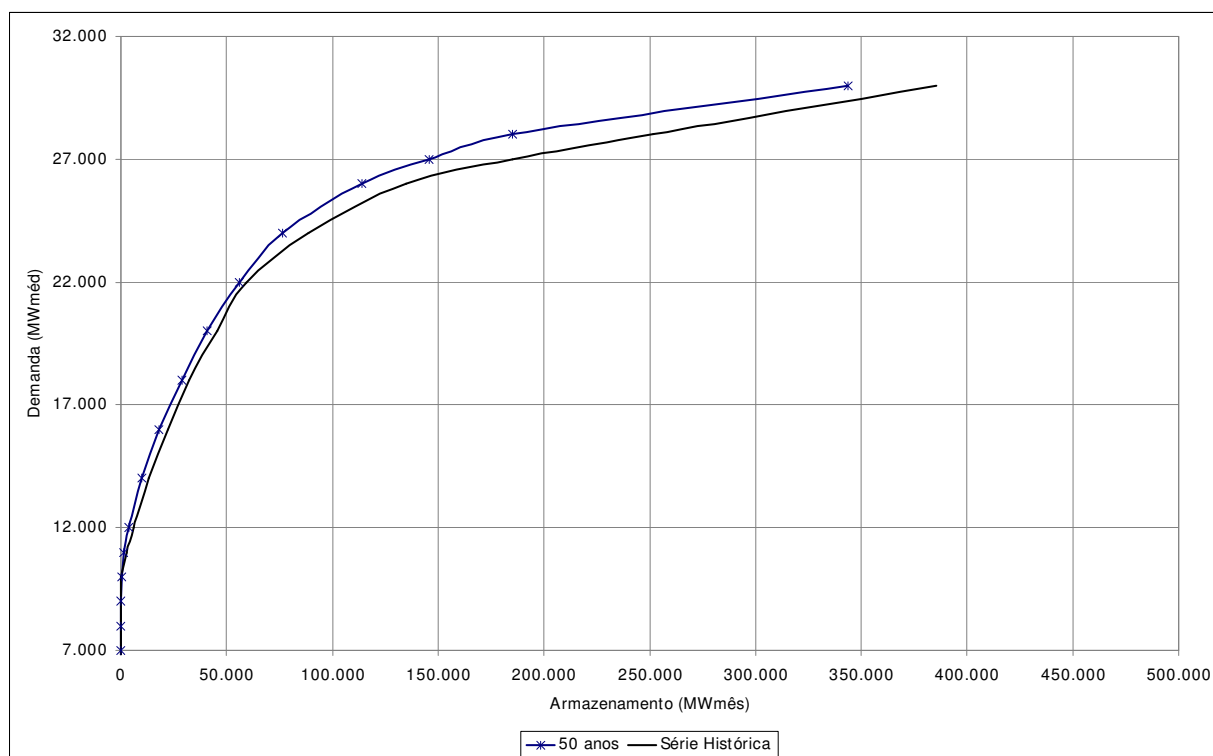


FIGURA 36 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS–COMPARAÇÃO ENTRE TR=70 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA

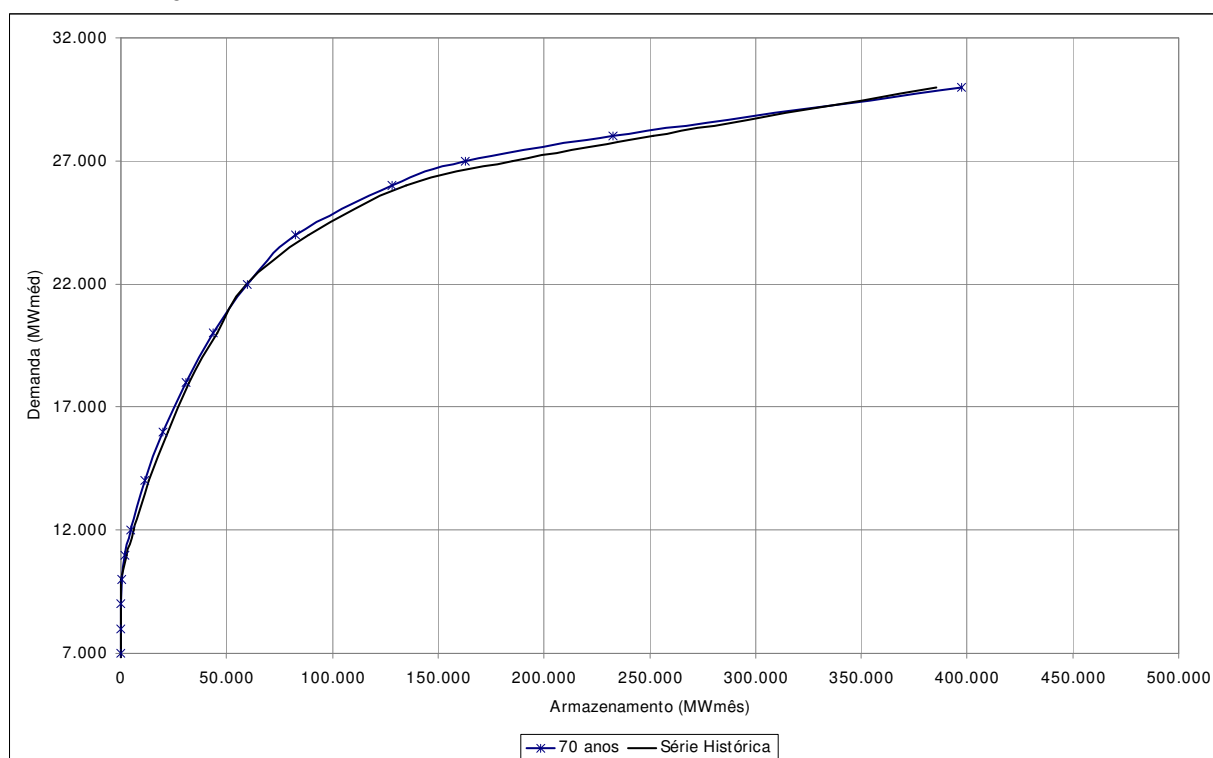
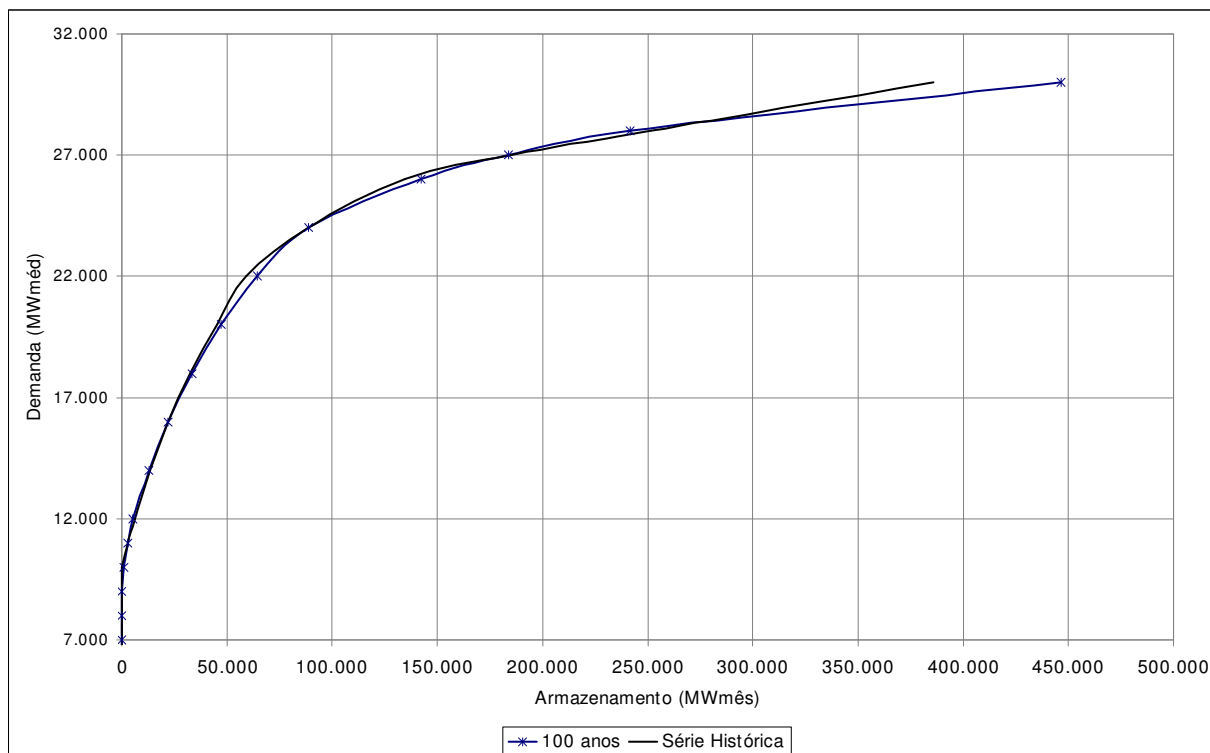


FIGURA 37 – CURVAS DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS CHEIOS– COMPARAÇÃO ENTRE TR=100 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA



3.4.7 Determinação de Curvas de Regularização para Reservatórios Parcialmente Cheios e Confiabilidade Constante

A determinação de curvas de regularização para reservatórios parcialmente cheios utilizou os mesmos métodos e critérios utilizados no caso da série histórica completa (1931-1995), considerando também para o armazenamento máximo o valor da configuração do sistema Sul-Sudeste, configuração 2001, correspondente a 173.551 MW_{mês}.

As figuras 38 a 40 mostram as curvas obtidas para tempos de retorno de 50, 70 e 100 anos respectivamente e as tabelas 15 a 17 apresentam os valores numéricos indicando uma redução de capacidade de atendimento variável entre 1.300 e 1.800 MW_{méd}.

FIGURA 38 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 50 ANOS

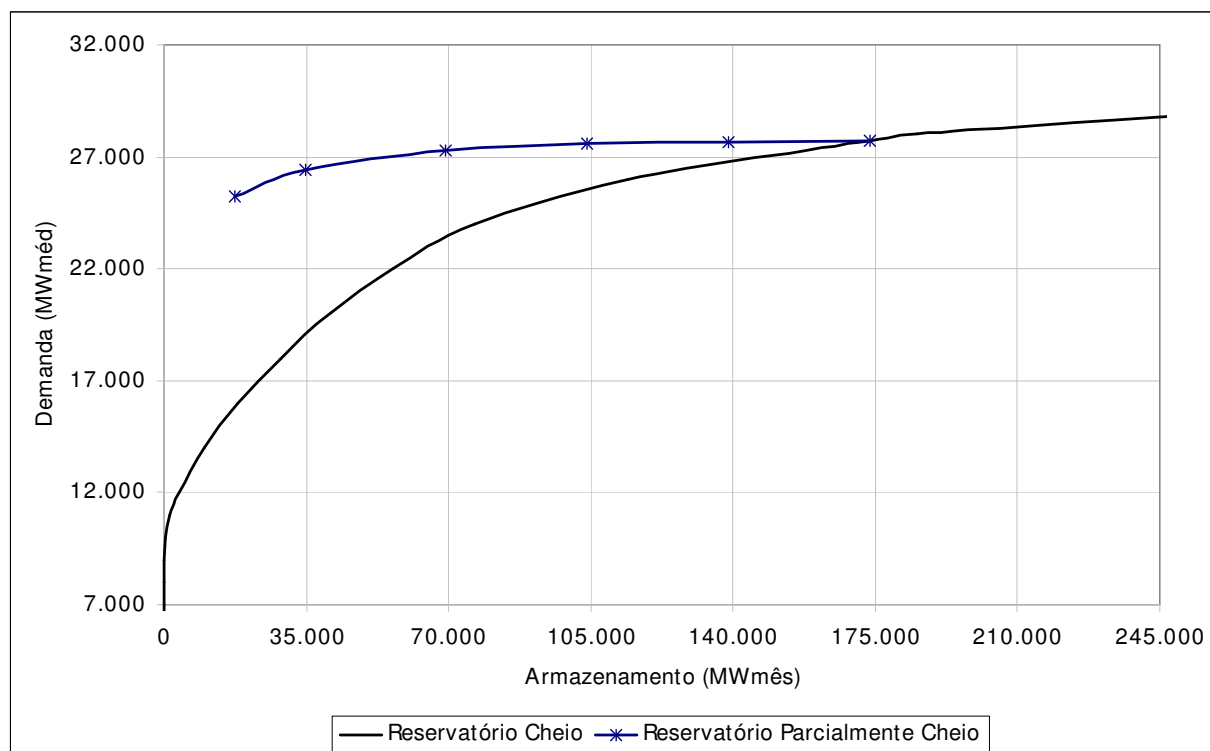


TABELA 16 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 50 ANOS

ARMAZENAMENTO INICIAL (MWmês)	DEMANDA (MWméd)
173.551	27.722
138.841	27.668
104.131	27.572
69.420	27.308
34.710	26.423

FIGURA 39 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 70 ANOS

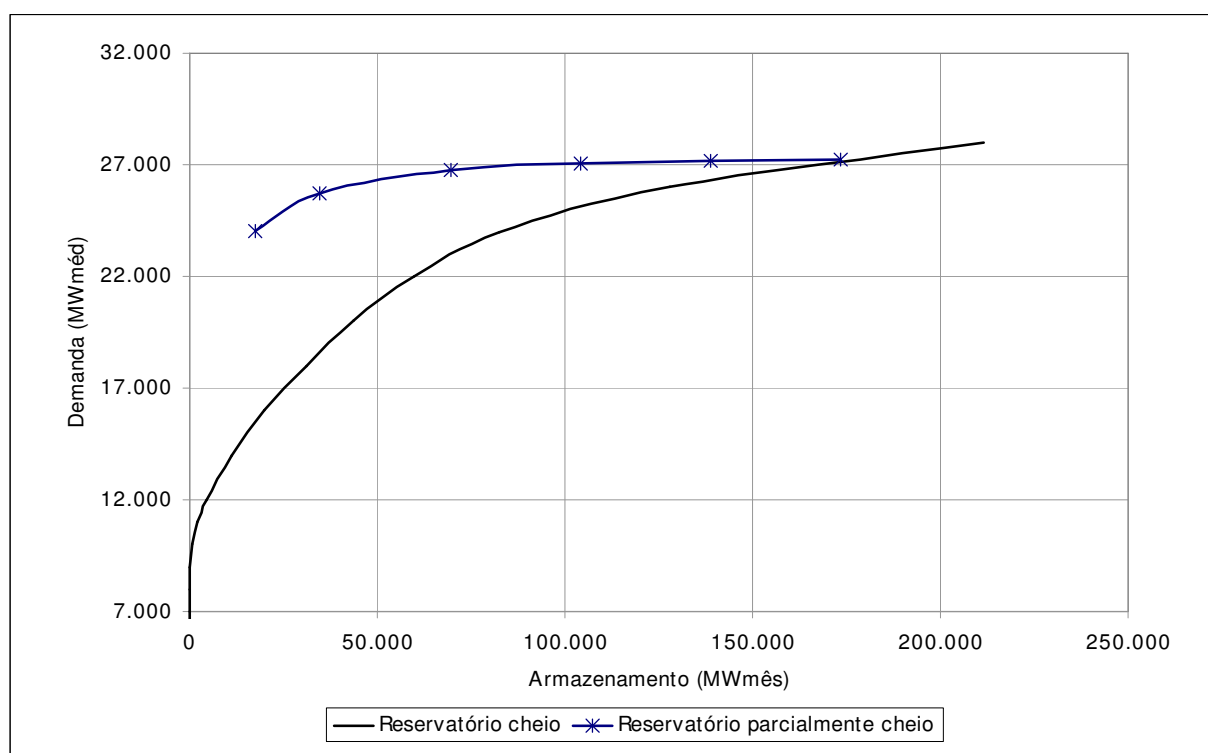


TABELA 17 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 70 ANOS

ARMAZENAMENTO INICIAL (MWmês)	DEMANDA (MWméd)
173.551	27.220
138.841	27.192
104.131	27.085
69.420	26.790

34.710	25.710
--------	--------

FIGURA 40 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 100 ANOS

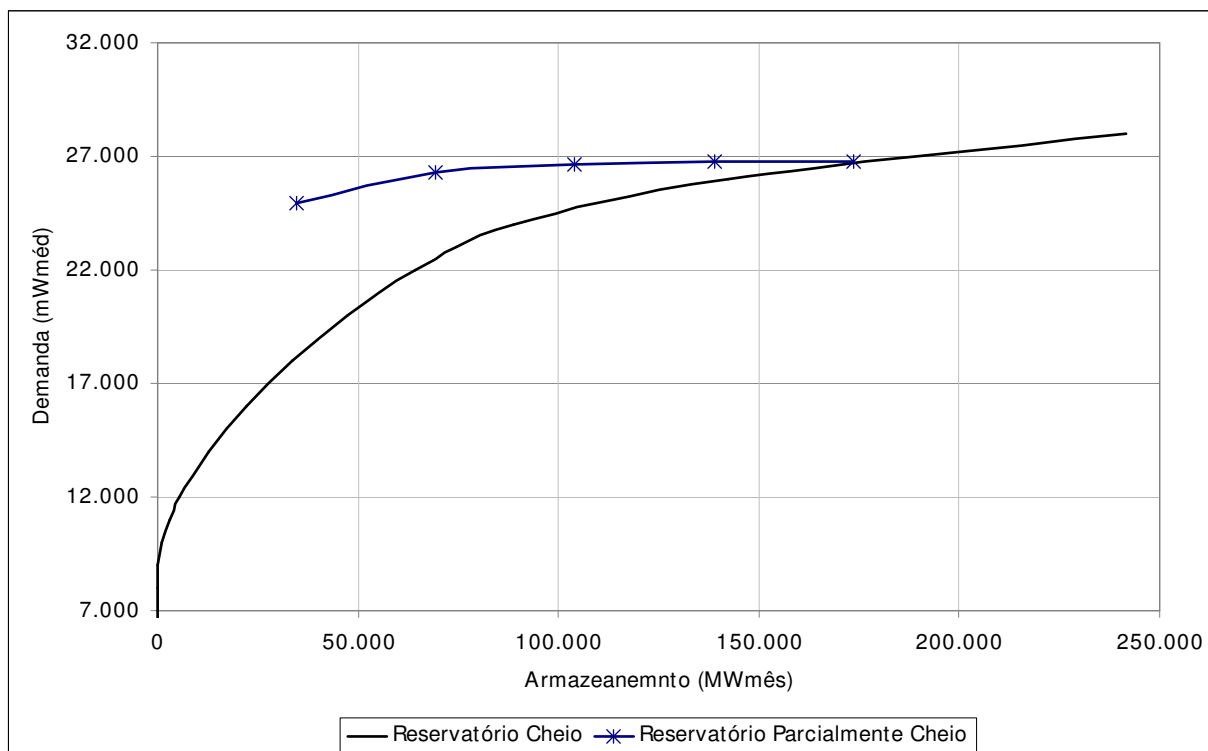


TABELA 18 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO COM TR DE 100 ANOS

ARMAZENAMENTO INICIAL (MWmês)	DEMANDA (MWméd)
173.551	26.770
138.841	26.740
104.131	26.645
69.420	26.275
34.710	24.950

Da mesma forma que no caso da série completa no caso da curva de regularização do reservatório parcialmente cheio da série histórica a ocorrência de anos com abundância de afluições antes do início do período crítico, fez com que a demanda fosse constante para todas as condições de armazenamento inicial.

Neste caso analisaram-se duas situações em que a demanda fosse variável em função do armazenamento inicial, uma iniciando com a simulação abrangendo o

período 1943-1980 e outra simulando o período de 1952 a 1980 de modo que o sistema não está no seu armazenamento máximo no início do período crítico.

FIGURA 41 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA 1931-1980

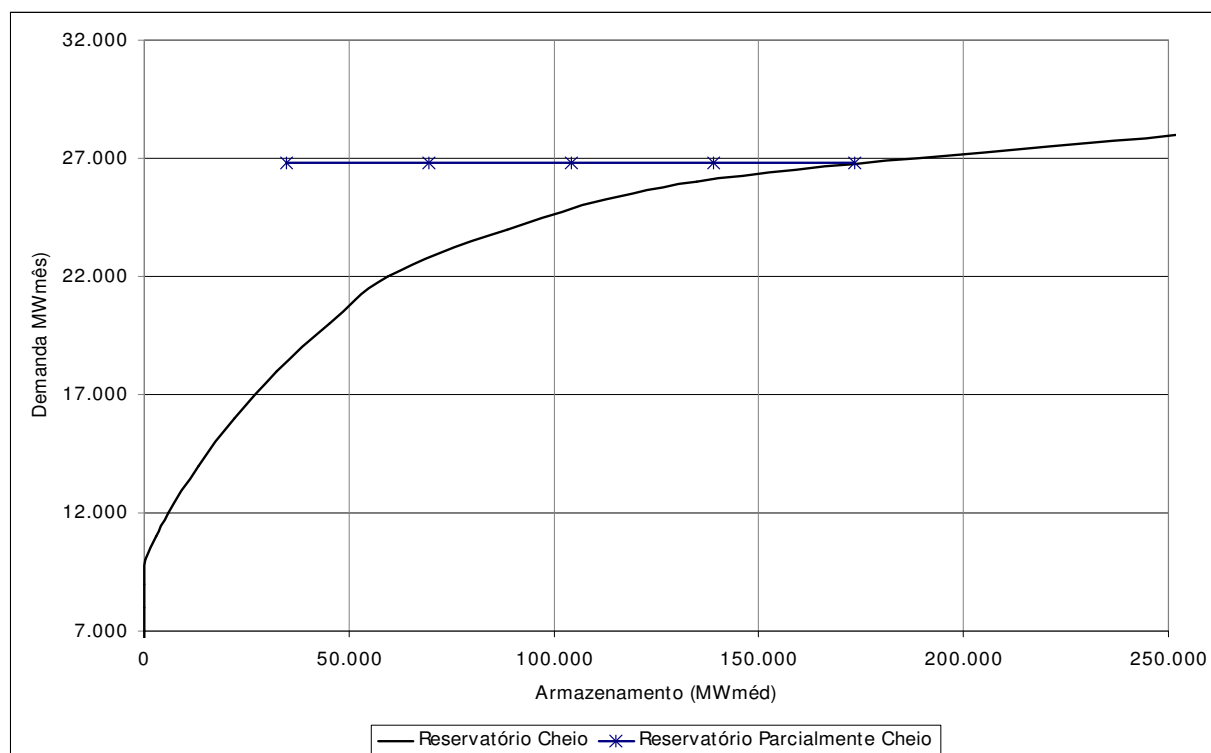
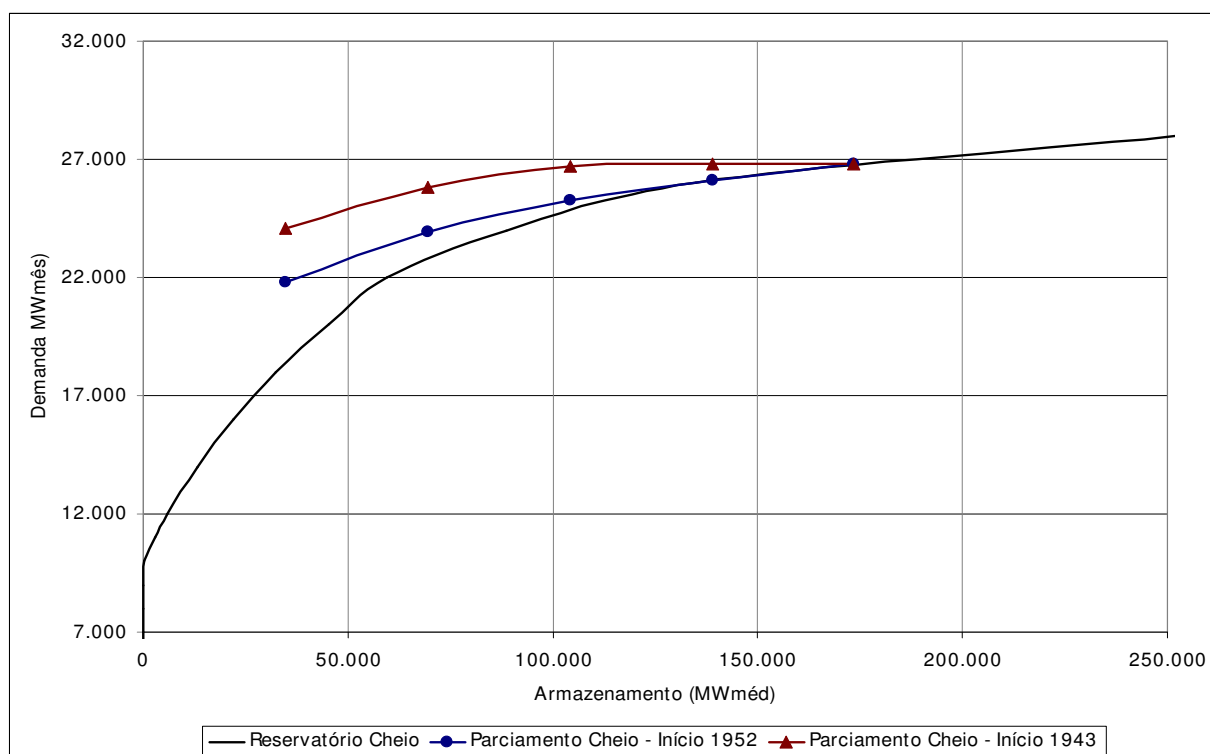


FIGURA 42 - CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA 1943-1980 E 1952-1980



Com a utilização da série abrangendo os anos de 1943 a 1980 e 1952 a 1980 foi possível variando os armazenamentos iniciais obter as respectivas demandas que causariam armazenamento mínimo igual a zero e então determinar a curva de regularização para reservatórios parcialmente cheios da nova série histórica conforme apresentado na figura 42 e tabela 19.

TABELA 19 – TABELA DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO – SÉRIE HISTÓRICA - 1943-1980 E 1952-1980

ARMAZENAMENTO INICIAL (MWmês)	DEMANDA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO 1943-1980 (MWméd)	DEMANDA RESERVATÓRIO PARCIALMENTE CHEIO 1952-1980 (MWméd)
173.551	26.789	26.789
138.841	26.789	26.093
104.131	26.700	25.203
69.420	25.814	23.943
34.710	24.079	21.788

Estas curvas representam a redução na demanda atendida pelas hidrelétricas a ser suprida por termelétricas, ou sujeita a racionamento para diferentes cenários futuros de aflúências, mostrando a dependência da política de operação desses

cenários. Ao contrário, os resultados mostrados pela aplicação das séries sintéticas representam a redução marginal dessa demanda, integrada sobre todos os possíveis cenários de afluências futuras.

4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os estudos realizados nesta dissertação utilizaram para a geração das séries sintéticas duas populações distintas. A primeira compreende uma série histórica com 65 anos que se estende de 1931 a 1995 e a segunda com 50 anos de 1931 a 1980.

Os dados estatísticos utilizados para a geração das séries sintéticas foram obtidos a partir destas séries e são apresentados na tabela 20 os seguintes:

TABELA 20 – DADOS ESTATÍSTICOS UTILIZADOS PARA GERAÇÃO DAS SÉRIES SINTÉTICAS

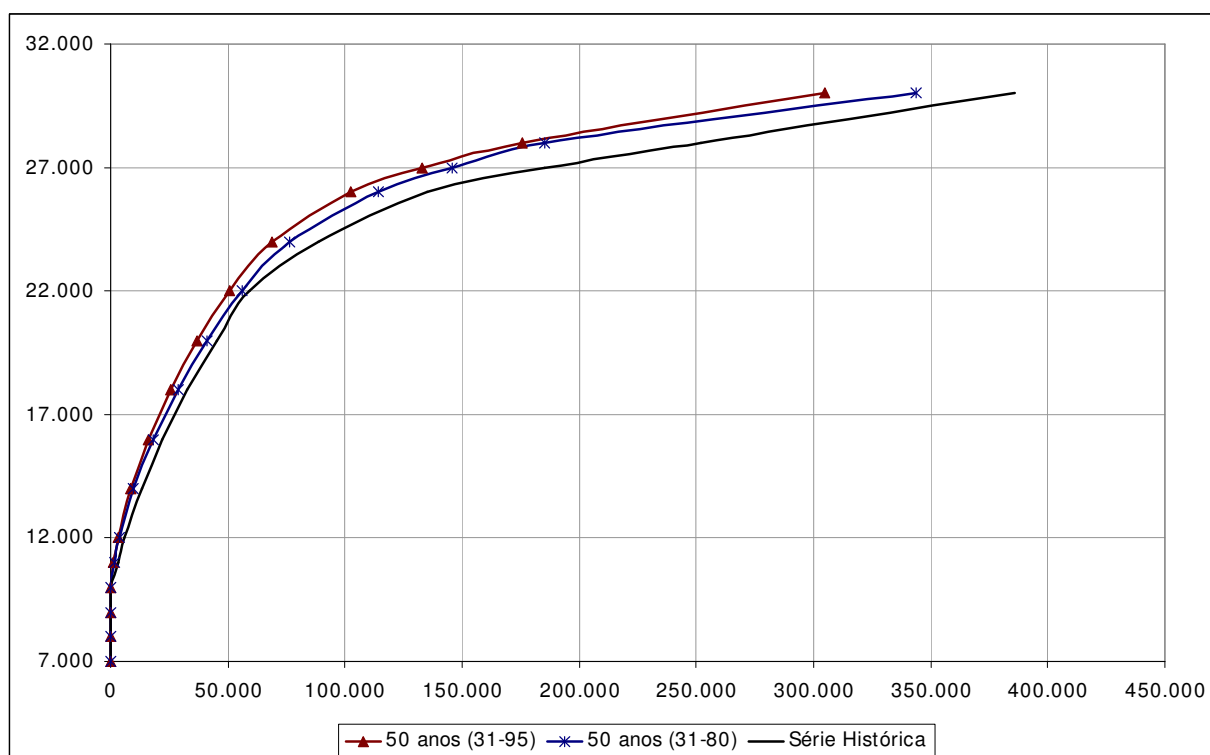
DADOS	SÉRIE HISTÓRICA (1931-1980)	SÉRIE HISTÓRICA (1931-1995)
Média	31.282	33.104
Desvio Padrão	5.493	7.053
Coefficiente de Autocorrelação	0,33	0,54
Parâmetro de deslocamento	1.564	15.412

Os resultados obtidos da primeira amostra, com 65 anos, devido a elevada autocorrelação não se mostraram coerentes com outros estudos realizados anteriormente e a percepção intuitiva dos especialistas relativamente ao risco implícito da energia firme histórica. O coeficiente de autocorrelação para esta série foi de 0,54 consideravelmente acima do valor estimado em várias análises levadas a efeito no setor elétrico. Esse fato levou a uma segunda análise usando a série de afluências englobando somente os primeiros 50 anos de leitura (1931-1980).

O coeficiente de autocorrelação estimado para a série com 50 anos de extensão, iniciando em 1931 e estendendo-se até 1980, resultou igual a 0,33, próximo aos valores obtidos em outros estudos (GOMIDE, 1986; KELMAN, 1987; FILL, 1989 e CEHPAR, 1987). O comportamento das séries sintéticas geradas a partir das estatísticas da série 1931-1980 também se mostraram mais coerentes com aquelas análises. Testes estatísticos realizados com as séries geradas demonstram que são estatisticamente indistinguíveis da série histórica nos dois casos.

As figuras 43 à 45 comparam as curvas de regularização para as séries sintéticas obtidas a partir das duas séries históricas consideradas no presente estudo para tempos de retorno de 50, 100 e 150 anos. Para efeito de comparação mostram-se também as curvas de regularização obtidas diretamente das séries históricas (que são iguais, já que o período crítico não foi alterado).

FIGURA 43 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DAS DUAS SÉRIES SINTÉTICAS COM TR 50 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA



Observa-se a partir dessas figuras que as curvas de regularização para os dois cenários considerados (1931-1995 e 1931-1980) tendem a se afastar para períodos de retorno maiores, no sentido dos armazenamentos necessários para garantir uma dada demanda. Em todos os casos, o uso dos parâmetros da série reduzida implica em um resultado mais conservador (energia garantida menor para um dado armazenamento) como era de se esperar em função dos coeficientes de autocorrelação e demais parâmetros de geração. Fica também evidente que a curva de regularização obtida do período histórico corresponde a um tempo de retorno inferior a 100 anos no caso do cenário de 1931-1980 e entre 100 e 150 anos no caso do cenário 1931-1995.

FIGURA 44 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DAS DUAS SÉRIES SINTÉTICAS COM TR 100 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA

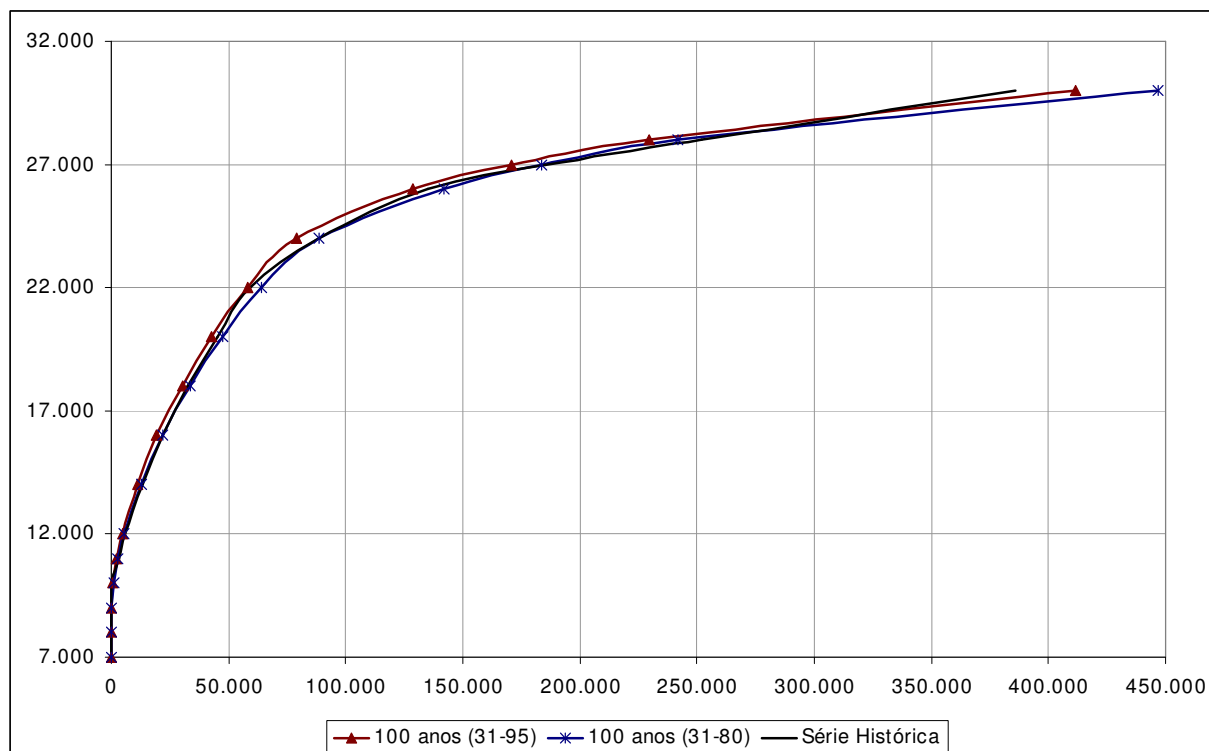
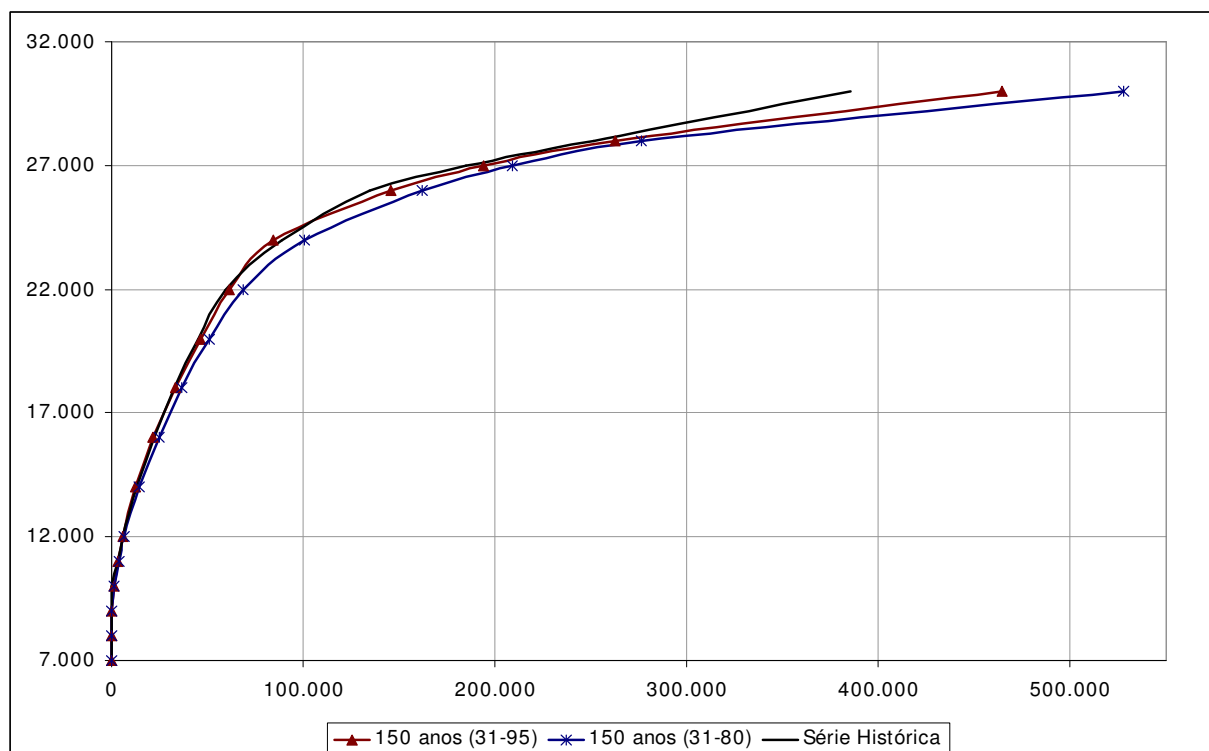


FIGURA 45 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DAS DUAS SÉRIES SINTÉTICAS COM TR 150 ANOS E SÉRIE HISTÓRICA



A análise da tabela 21 leva às mesmas observações.

TABELA 21 – ARMAZENAMENTO OBTIDO COM OS PARÂMETROS DOS PERÍODOS DE 1931-1980 E 1931-1995

DEMANDA (MW _{méd})	ARMAZENAMENTO (MW _{mês})						Histórica
	Tr 50 anos		Tr 100 anos		Tr 150 anos		
	31-80	31-95	31-80	31-95	31-80	31-95	
30.000	343.550	304.626	446.736	411.687	527.666	464.674	385.698
26.000	114.053	102.270	142.198	128.596	161.704	145.433	134.807
22.000	56.186	50.722	64.323	57.920	68.808	61.426	59.355
18.000	28.813	25.373	33.520	30.475	36.570	33.055	32.492
14.000	9.864	8.555	12.699	11.192	14.282	12.489	13.296
10.000	248	103	994	775	1.386	1.200	171

A tabela 22 apresenta os valores da curva de regularização para tempo de retorno de 70 anos no caso dos parâmetros obtidos do período 1931-1980 e tempo de retorno de 100 anos para os parâmetros obtidos no período 1931-1995 comparando-os com a histórica.

TABELA 22 – DADOS DA CURVA DE REGULARIZAÇÃO PARA TEMPO DE RETORNO DE 70 ANOS (1931-1980) E 100 ANOS (1931-1995) E SÉRIE HISTÓRICA

DEMANDA (MWméd)	ARMAZENAMENTO (MWmês)		
	Histórica	Período/1931-1980	Período/ 1931-1995
		Tr 70 anos	Tr 100 anos
30.000	385.698	397.390	411.687
26.000	134.807	128.082	128.596
22.000	59.355	59.863	57.920
18.000	32.492	31.964	30.475
14.000	13.296	11.256	11.192
10.000	171	617	775

Observa-se que a curva de regularização histórica é bem aproximada pelas duas curvas mostradas na tabela 22 o que significa que a energia firme histórica tem um tempo de recorrência de retorno de cerca de 70 anos para o cenário 1931-1980 e 100 anos para o cenário 1931-1995, apresentando desvios ora positivos, ora negativos em geral inferiores a 10%, apresentado valores superiores somente para demanda inferiores a 15.000 MWmédios .

A tabela 23 compara as curvas de regularização para reservatórios parcialmente cheios para um tempo de retorno de 100 anos no caso dos parâmetros obtidos do período 1931-1995, para tempo de retorno de 70 anos no caso de parâmetros obtidos do período 1931-1980, e para a série histórica considerando a condição inicial em 1943, e em 1952.

TABELA 23 – ENERGIA GARANTIDA (MWMÉD) PARA RESERVATÓRIOS PARCIALMENTE CHEIOS – TR 70 ANOS (31-80) E TR 100 ANOS (31-95) E HISTÓRICA

ARMAZENAMENTO INICIAL	SÉRIES SINTÉTICAS		SÉRIES HISTÓRICAS		
	1931-1980 Tr 70 anos	1931-1995 Tr 100 anos	1943-1980	1952-1980	1952-1995
173.551	27.220	27.035	26.789	26.789	26.790
138.841	27.192	26.940	26.789	26.093	26.300
104.131	27.085	26.823	26.700	25.203	25.300
69.420	26.790	26.560	25.814	23.943	24.500
34.710	25.710	25.275	24.079	21.788	23.000

Obs: Armazenamento máximo: 173.550 MWmês.

Cumprasse assinalar que os resultados obtidos a partir das séries sintéticas representam valores baseados em resultados marginais, isto é, integrados sobre todos os possíveis cenários hidrológicos futuros, enquanto que os resultados da série histórica representam valores correspondentes ao tempo de retorno equivalente da série histórica, (70 anos se 1931-1980 for considerado representativo e 100 anos se 1931-1995 for aceito como representativo do processo estocástico subjacente) para um cenário de afluências futuras pessimista.

Observa-se no caso extremo dos reservatórios estarem com apenas 20% de sua capacidade máxima para as séries sintéticas a redução da geração hidrelétrica é apenas da ordem de 6%, enquanto que no caso das séries históricas essa redução é de 10% ou 20% para a ocorrência dessa condição em 1943 ou 1952 respectivamente.

Evidentemente seria possível levar em conta também no caso da análise via séries sintéticas, cenários selecionados de vazões futuras atribuindo-lhes probabilidades de ocorrência definidas pela sua frequência relativa. Neste caso obtém-se probabilidades condicionadas de déficit futuro (condicionadas à ocorrência de um dado cenário de afluências).

Também no caso de se decidir pelo corte de geração hidráulica através do método proposto nesta pesquisa, a geração de séries sintéticas deverá contemplar as afluências passadas realmente ocorridas que através da estrutura de autocorrelação afetarão as vazões futuras.

Desta forma algumas questões razoavelmente complexas devem ser resolvidas no caso do uso do método exposto nesta dissertação na prática da operação de um sistema hidrotérmico complexo como é o caso do sistema elétrico brasileiro e os seus subsistemas regionais:

- A primeira diz respeito a escolha do tempo de retorno mais adequado que resulta de um equilíbrio entre os custos esperados de um racionamento futuro, aliado aos custos esperados da operação de termelétricas dispendiosas e à expansão da geração nas hidrelétricas. Esse equilíbrio é normalmente expresso pela igualdade entre os custos marginais de operação ou de curto prazo (CMO) e de expansão ou de longo prazo (CME) como já foi explicado no capítulo 2. Apesar de muitas tentativas de equacionar este problema, o que exige o conhecimento da estrutura de custo do déficit, a prática do setor elétrico tem se voltado sistematicamente a aceitar como adequados as condições de atendimento baseadas na repetição das afluências históricas, ou então fixar um índice de risco arbitrário que tem sido de 5% (ELETROBRÁS, 1995; 1997; 1999) ao ano e que corresponde a um tempo de retorno da ordem de 50 anos (CEHPAR, 1987).
- A segunda questão diz respeito às condições hidrológicas futuras a serem consideradas. Historicamente, nas grandes crises do setor que levaram à racionamentos concretos a tendência era uma visão pessimista da continuidade de vazões baixas, extrapolando a estiagem atual para o futuro. Este procedimento foi adotado tanto na crise da década de 1980 na região Sul, como no episódio recente na região Sudeste em 2001.
- A terceira questão está relacionada às simplificações inerentes ao modelo de simulação utilizado nesta dissertação (método da energia natural). O uso de

simulações detalhadas pode alterar os resultados, principalmente em função de vertimentos isolados e restrição do sistema de transmissão.

- Um quarto ponto que deve ser esclarecido está relacionado às séries de vazões afluentes naturais nos aproveitamentos hidrelétricos. Como foi visto, há consideráveis dúvidas quanto aos parâmetros estatísticos mais representativos para geração das séries sintéticas. Neste particular acredita-se necessária uma análise de consistência das vazões e reconstituição de vazões naturais. Também o uso múltiplo da água deve ser melhor avaliado, além de problemas na conversão de vazões em energia. (LOPES, 2002).

Entretanto, acredita-se que a presente pesquisa constitui-se em um passo inicial à definição de regras claras, objetivas e simples para operação de térmicas de emergência e política de racionamento no sistema elétrico brasileiro, evitando o estabelecimento de regras “ad-hoc” e muitas vezes polêmicas.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação teve como objetivo o desenvolvimento de um modelo de avaliação de energia garantida de um sistema hidrelétrico de geração condicionado a um dado nível de armazenamento. Para isto foi utilizado o método Monte Carlo usando séries sintéticas de energias naturais geradas a partir dos parâmetros estatísticos da série histórica de aflúências de energia do sistema Sul-Sudeste, configuração 2001.

Foram verificadas algumas inconsistências nos dados da série histórica original, o que levou a análise de dois cenários hidrológicos básicos, um com período de 65 anos (1931-1995), e outro com a série histórica reduzida de 50 anos (1931-1980).

O desenvolvimento do modelo e os resultados do estudo de caso analisado, embora se possa afirmar que esta pesquisa constitui-se em um estudo pioneiro e preliminar, permitem algumas conclusões que se acredita, sejam relevantes no equacionamento da operação de técnicas de emergência e da política de racionamento preventivo.

- A formulação básica adotada para geração de séries sintéticas de energia natural afluentes (log-normal LN3, modelo auto-regressivo AR(1) e desagregação através de cenários hidrológicos) mostrou-se adequada reproduzindo corretamente as variáveis relevantes, particularmente o máximo déficit acumulado.
- Sempre que o armazenamento se acha abaixo do máximo, a geração hidráulica deve ser reduzida para manter o risco futuro do déficit constante e igual ao risco associado à energia garantida do sistema.
- Os resultados obtidos foram promissores, levando a crer que o método em princípio é adequado para definir uma política de operação de térmicas, requerendo, contudo ainda alguns aperfeiçoamentos para a sua aplicação na prática.

- O cenário futuro das afluições influencia fortemente o valor da redução da geração hidráulica para um dado nível do reservatório.
- A série histórica disponível de energias naturais apresenta inconsistências que dificultam a estimativa correta dos seus parâmetros estatísticos, indispensáveis à geração de séries sintéticas.

Em função das limitações do presente trabalho algumas recomendações para estudos futuros podem ser formuladas. Essas recomendações basicamente visam tornar os resultados mais confiáveis e possibilitar a aplicação do método no caso concreto da operação do sistema interligado brasileiro.

- Efetuar uma análise de consistência das vazões afluentes aos reservatórios hidrelétricos e restituição das vazões naturais com a transformação destes em energias naturais afluentes.
- Definir os parâmetros estatísticos das energias naturais afluentes com ênfase na estrutura de autocorrelação das afluições anuais, além de uma análise detalhada da estacionariedade dessas séries.
- Desenvolver algoritmos para caracterização de cenários hidrológicos futuros e adaptação do método desenvolvido nesta dissertação para consideração destes cenários.
- Comparação de resultados obtidos com simulações individualizadas com o método da energia natural.
- Procurar obter uma formulação ao problema analisado nesta pesquisa via teoria estocástica dos reservatórios, usando cadeias de *Markov* e matrizes de transição.
- Considerar a influência da sazonalidade sobre a redução da geração hidrelétrica, obtendo-se curvas de regularização para reservatórios parcialmente cheios diferenciadas por estações do ano.
- Procurar obter uma formulação ao problema analisado nesta pesquisa, utilizando o método de desagregação de Valência e Schaake.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAMOWITZ, M.; STEGUN, I. A. **Handbook of mathematical functions**. New York: Dover Publications, p.92, 1972.

BAJAY, S. V. et al. **Avaliação da metodologia de cálculo da energia assegurada de usinas hidrelétricas**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2002. Relatório técnico.

BOX, G. E. P.; COX, D. R. **Analysis of transformation**. Journal of the Royal Statistical Society, v. 26, n.2, p. 211-252, 1964.

BRAGA Jr., P. F. **Geração e previsão de vazões através de modelos ARMA e ARIMA**. Curso de Engenharia Hidrológica II: Hidrologia Operacional. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Águas e Energia Elétrica, Associação Brasileira de Hidrologia e Recursos Hídricos, 1983.

BRASIL. Lei n. 10.848/04, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n. 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, v. 141, n. 51, p. 2, 15 mar. 2004. Seção 1.

BESSA, M. R.; SOARES FILHO, S. Otimização da operação de reservatórios de superfície: um estudo comparativo entre diferentes metodologias aplicadas ao sistema de Furnas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 16, Campinas, SP. **Anais...** Campinas: SP, 2001.

FILL, H. D.; GROSZEWICZ, R. C. Validação de um modelo simplificado de avaliação de risco. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 7., Salvador, BA. **Anais...** Salvador: ABRH, 1987. p. 354-369.

BURGES, S. J.; LETTERNMAIER, D. P.; BATER, C. L. Properties of the three-parameter log-normal probability distribution. **Water Resources Research**, v. 11, n. 2, 1975.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Histórico dos leilões**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/leiloes/index.jsp>> Acesso em: 05 maio 2005.

CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA – GCE. **Relatório de progresso**. n. 2. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/docs/rel_progress_2.pdf> Acesso em: 06 junho 2002. Citado por CARELLI, E. **Análise de práticas anticompetitivas por meio do método de Cournot na geração da energia elétrica no Brasil no período de 1998 a 2005**. Florianópolis, 2005. 114 p. Tese (Doutorado em Engenharia da Produção) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Catarina.

CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS. **Power study of South Central Brazil**. App 15. Rio de Janeiro, 1966.

CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS. **Power study of South Brazil**. App 17. Curitiba, 1969.

CARELLI, E. **Análise de práticas anticompetitivas por meio do método de Cournot na geração da energia elétrica no Brasil no período de 1998 a 2005**. Florianópolis, 2005. 114 p. Tese (Doutorado em Engenharia da Produção) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Catarina.

CARVALHO, M. A. P.; ROSENBLATT, J. Modelo de simulação a subsistemas equivalentes. In: SNPTTEE – SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 4., 1977. Rio de Janeiro, RJ. **Anais...** Rio de Janeiro. Citado por FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. A. F. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Universitária – Universidade Federal Fluminense, 1990.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. – ELETROBRÁS. **Modelo de simulação a usinas individualizadas**. Rio de Janeiro, p. 1-5, 1975.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. – ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão– 1995-2004**. Rio de Janeiro, 1995.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. – ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão– 1997-2006**. Rio de Janeiro, 1997.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. – ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão– 1999-2008**. Rio de Janeiro, 1999.

CENTRO DE HIDRÁULICA E HIDROLOGIA PROF. PARIGOT DE SOUZA - CEHPAR. **Modelo simplificado de avaliação de risco – MSAR, Comparação com um modelo de simulação com séries sintéticas a subsistemas equivalentes (MSSSE)**. Curitiba: v.1, 1987. Projeto HG-60 - Consultoria em estudos energéticos e PCH.

CENTRO DE HIDRÁULICA E HIDROLOGIA PROF. PARIGOT DE SOUZA - CEHPAR. **Modelo simplificado de avaliação de risco – MSAR, Comparação com um modelo de simulação com séries sintéticas a subsistemas equivalentes (MSSSE)**. Curitiba: v.2, 1987. Projeto HG-60 - Consultoria em estudos energéticos e PCH.

CHOW, V. T. The log-probability law and its engineering applications. **Proceedings American Society of Civil Engineers**. v. 80, paper n. 536, 1954. Citado por KELMAN, J. **Modelos estocásticos no gerenciamento de recursos hídricos**. Modelos para gerenciamento de recursos hídricos. São Paulo: Nobel / ABRH, 1987. v. 1, cap. 4, p. 326-424.

DAVORE, J. L. **Probability and statistics for engineering and the sciences**. California: Brooks / Cole, 1991.

FELLER, W. The asymptotic distribution of the range of sums of independent random variables. **Annals Mathematics Statistics**, v. 22, p. 427-432, 1951. Citado por GOMIDE, F. L. S. **Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento energético de sistemas hidrelétricos**. Curitiba, 1986. Paginação irregular. Tese (Titular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná.

FERNANDES, C. E. **Avaliação da robustez de algumas distribuições de extremos aplicadas a séries de observações fluviométricas e pluviométricas**. Curitiba, 1990. p. 234. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

FILL, H. D. Estudos Energéticos. **Revista Paranaense de Desenvolvimento**, Curitiba, n. 67, p. 27-60, 1979.

FILL, H. D. O Método da energia natural como técnica de simulação em estudos energéticos. **Revista Técnica do Instituto de Engenharia do Paraná**, Curitiba, v. 20, p. 38-44. 1980.

FILL, H. D. Avaliação analítica da energia garantida incremental de uma usina hidrelétrica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 8., Foz do Iguaçu, PR. **Anais...** Foz do Iguaçu: ABRH, 1989.

FILL, H. D. **Notas de aula**. Curitiba, 2005.

FILL, H. D.; GROSZEWICZ, R. C. Validação de um modelo simplificado de avaliação de risco. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 7., Salvador, BA. **Anais...** Salvador: ABRH, 1987. p. 354-369.

FILL, H. D.; GROSZEWICZ, R. C. Distribuição do déficit em sistemas hidrelétricos com racionamento preventivo. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 8., Foz do Iguaçu, PR. **Anais...** Foz do Iguaçu: ABRH, 1989. v. 1, p. 108-122.

FILL, H. D.; KAVISKI, E.; MINE, M. R. M.; CHELLA, M. R.; FREITAS, C. **Projeto Energia: Metodologia para avaliação da contribuição energética de pequenas centrais hidrelétricas a fio d'água**. Curitiba: UFPR - LACTEC / CNPq, 2003. 58 p. Relatório Final.

FILLIBEN, J. J. The probability plot correlation test for normality. **Tecnometrics**, v. 17, n. 1, p. 111-117, 1975.

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. A. F. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Universitária – Universidade Federal Fluminense, 1990.

GOMIDE, F. L. S. Range and deficit analysis using Markov chains, **Hydrology Papers**, v. 4, n. 79, Colorado State University, Fort Collins, CO, 1975.

GOMIDE, F. L. S. Markovian inputs and the Hurst Phenomenon. **Journal of Hydrology**, v. 37, p. 23-45, 1978.

GOMIDE, F. L. S. **Introdução à teoria estocástica dos reservatórios**. Curso de Engenharia Hidrológica II: Hidrologia Operacional. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Águas e Energia Elétrica, Associação Brasileira de Hidrologia e Recursos Hídricos, 1983.

GOMIDE, F. L. S. **Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento energético de sistemas hidrelétricos**. Curitiba, 1986. Paginação irregular. Tese (Titular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná.

GOMIDE, F. L. S. **Reunião realizada no CEHPAR**. Curitiba, 2002. Citado por FILL, O. A. D. Comunicação pessoal. Curitiba, 2002.

GOMIDE, F. L. S.; CUNHA, L. M. Dimensionamento de reservatórios para regularização de vazões. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE HIDROLOGIA E RECURSOS HÍDRICOS, 4., Fortaleza, CE. **Anais...** Fortaleza: ABRH, 1981. p. 551-568.

GROSZEWICZ, R. C.; KAVISKI, E.; ILLICH, I.; MACHADO, J. F. P. Avaliação de três métodos de desagregação de afluentes. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS. 9., Rio de Janeiro, RJ. **Anais...** Rio de Janeiro: ABRH, 1991. p. 437-446.

GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS / GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA – GCPS / GCOI. **Estabelecimento de critérios probabilísticos de suprimento de energia e potência e sua aplicação**. Subgrupo Misto GCPS / GCOI para análise de critérios de atendimento. Brasília, out. 1985. Relatório final. Citado por FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. A. F. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Universitária – Universidade Federal Fluminense, 1990.

GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS – GCPS. **Custo social do déficit**. Brasília, jul. 1988. Relatório GCPS/SEC/DCEF/001.88. Citado por FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A. ; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. A. F. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Universitária – Universidade Federal Fluminense, 1990.

GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA - GCOI. **Metodologia para o cálculo de disponibilidades e suprimentos de energia e potência no Plano de Operação para 1989**. Brasília, 1988. Relatório SCEN-GTMC-04/88. Citado por FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A. ; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. A. F. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Universitária – Universidade Federal Fluminense, 1990.

HASHIMOTO, T.; STEDINGER, J. R.; LOUCKS, D. P. Reliability, resiliency and vulnerability criteria for water resource system performance evaluation, **Water Resources Research**, v. 8, n. 1, p. 14-20, 1982.

HAZEN, A. Storage to be provide in impounding reservoirs for Municipal water supply. **Transactions American Society of Civil Engineers**, v. 77, p. 1539-1640, 1914.

HURST, H. E. Long-term storage capacity of reservoirs. **Trans. Am. Soc. Civ. Engrs.**, v. 116, p. 770-779, 1951.

KAVISKI, E. **Configuração**. [comunicação pessoal]. Mensagem recebida por: <marcia.dhs@ufpr.br> em: 21 nov. 2002.

KELMAN, J. Modelos estocásticos no gerenciamento de recursos hídricos. In: **Modelos para gerenciamento de recursos hídricos**. São Paulo: Nobel / ABRH, 1987. v. 1, cap. 4, p. 326-424.

KELMAN, J.; PEREIRA, M. V. F. Critérios de avaliação para modelos de séries hidrológicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO DE TRANSMISSÃO E ENERGIA ELÉTRICA, 4. Rio de Janeiro, RJ. **Anais...** Rio de Janeiro, 1977.

KENDALL, M. G. **The Advanced Theory of Statistics**, v. 1, cap. 9, Charles Griffin & Co, London, 1952.

KLEMES, V. **Physically based stochastic hydrologic analysis**. **Advances of hydroscience**, n. 11, Academic Press, 1978.

LLOYD, E. H. A probability theory of reservoirs with serially correlated inputs. **Journal of Hydrology**, v. 1, p. 99-128, 1963.

LLOYD, E. H.; ODOOM, S. Probability theory of reservoirs with seasonal inputs. **Journal of Hydrology**, v. 2, p. 1-10, 1964. Citado por GOMIDE, F. L. S. **Introdução à teoria estocástica dos reservatórios**. Curso de Engenharia Hidrológica II: Hidrologia Operacional. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Águas e Energia Elétrica, Associação Brasileira de Hidrologia e Recursos Hídricos, 1983.

LLOYD, E. H. What is, and what is not, a Markov chain? **Journal of Hydrology**, v. 22, p. 1-28, 1974. Citado por GOMIDE, F. L. S. **Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento energético de sistemas hidrelétricos**. Curitiba, 1986. Paginação irregular. Tese (Titular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná.

LOPES, J. E. G. L. Operação do sistema hidrelétrico brasileiro. In: WORKSHOP DE OPERAÇÃO DO SISTEMA HIDROENERGÉTICO BRASILEIRO, 4. São Paulo, SP. **Anais...** São Paulo, 2002.

LOUCKS, D. P.; STEDINGER, J. R., HAITH, D. A. **Water resource systems planning and analysis**. New Jersey: Prentice-Hall, 1981.

MACHADO, J. F. P. **Operação complementar de usinas termoeletricas no contexto da teoria estocástica dos reservatórios**. Curitiba, 1992. 130 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

MARKOVIC, R. D. Probability functions of best fit to distributions of annual precipitation and runoff. **Hydrology paper**, Colorado State University, n. 8, 1965.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Plano decenal de expansão do setor elétrico – Sumário executivo / 2003-2012**. Brasília, dez. 2002. 70 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Resolução n. 005 de 21 de julho de 2003. Aprova as diretrizes básicas para a implementação do novo modelo do setor elétrico. Relator: Dilma Rousseff. **Conselho nacional de política energética**, Brasília, 21 jul. 2003a. 3 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Modelo institucional do setor elétrico brasileiro**. Brasília, 17 dez. 2003b. 60 p.

MORAN, P. A. P. A probability theory of dams and storage systems. **Australian Journal of Application Science**, v. 5, p. 116-124, 1964. Citado por GOMIDE, F. L. S. **Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento energético de sistemas hidrelétricos**. Curitiba, 1986. Paginação irregular. Tese (Titular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná.

MOOD, A. M.; GRAYBILL F. A.; BOES D. C. Introduction to the theory of statistics. New York et al.: McGraw-Hill, 1974. 564 p.

PEGRAM, G. G. S.; SALAS J. D.; BOES, D. C.; YEVJEVICH, V. Stochastic properties of water storage. **Hydrology papers**, v. 4, n. 100, Colorado State University, Fort Collins, 1980.

PRESS, W. et al. **Numerical recipes in pascal**: The art of scientific computing. Cambridge: University Press, 1989.

RIPPL, W. The capacity of storage reservoir for water supply. **Proceedings Institution of Civil Engineers**, v. 71, p. 270-278, 1883. Citado por GOMIDE, F. L. S. **Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento energético de sistemas hidrelétricos**. Curitiba, 1986. Paginação irregular. Tese (Titular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná.

STASCHUS, K.; KELMAN, J. **A statistical approach to determine the benefits of synthetic hydrology**: a case study. [S.I.], 1987.

STEDINGER, J. R. Estimating correlations multivariate streamflow models. **Water resources research**, 1981.

STEDINGER, J. R.; TAYLOR, M. R. Synthetic streamflow generation 1. Model verification and validation. **Water resources research**, 1982.

STEDINGER, J. R.; VOGEL, R. M.; FOUFOULA-GEORGIOU, E. Frequency analysis of extreme events. In: **Handbook of Hydrology**, New York: McGraw-Hill, v. 1, p. 18.1-18.49, 1993.

SUDLER, C. E. Storage required for the regulation of streamflow. **Transactions American Society of Civil Engineers**, v. 91, p. 622-660, 1927.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ – UFPR. Sistema de Bibliotecas. **Normas para apresentação de documentos científicos**. Curitiba: Ed. da UFPR, 2000. v. 1, v.2, v.6, v.7, v.8, v.9, v.10.

VALENCIA, D. R.; SCHAAKE, J. C. **A disaggregation model for time series and synthesis**. Cambridge, 1972.

WOLFRAM, C. D. **Electricity Markets: Should the rest of the World adopt the UK reforms?** 1999. Disponível em: <<http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/pwp069.pdf>> Acesso em: 10 abr. 2005.

YEVJEVICH, V. M. Fluctuations of wet and dry years. **Hydrology paper**, n. 1, Colorado State University, Fort Collins, CO, 1963.

YEVJEVICH, V. M. The application of surplus, déficit and range and hydrology. **Hydrology papers**, v. 1, n. 10, Colorado State University, Fort Collins, CO, 1965. Citado por GOMIDE, F. L. S. **Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento energético de sistemas hidrelétricos**. Curitiba, 1986. Paginação irregular. Tese (Titular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná.

YEVJEVICH, V. M. Viabilidade de previsão de secas à longo prazo. **Revista de Hidrologia e Recursos Hídricos**, n. 2, 1979.

ANEXOS

**ANEXO 01 – PROGRAMA EM TURBO PASCAL – GERAÇÃO DE SÉRIES
SINTÉTICAS DE VAZÕES
ESTATÍSTICAS DA SÉRIE HISTÓRICA 1931/1995**

```

Program numero;
Uses
  wincrt,windos;

```

```

Type
Vet = array[0..50] of single;
Mat1 = array[1..50,1..12] of single;
Mat2 = array[1..70,1..12] of single;

```

```

Var
  nser,
  i,j,N,k,
  k1,k2,d :integer;
  ksi,ro,roc,
  media,z,
  desvio,Min,Max:single;
  arq : text;
  arqb : file of vet;
  arqc : file of Mat1;
  coef: text;
  Ran3Inext,Ran3Inextp: integer;
  Ran3Ma:ARRAY[1..55]of real;
  GasdevIset:integer;
  GasdevGset:real;
  Ener: vet;
  Q: vet;
  eger : Mat1;
  ELID : Mat2;

```

```

Const
  Idum : integer = -1;

```

```

Function ran3(var idum:integer): real;
{Geração de numeros aleatórios}

```

```

Const
  mbig = 4.0e6;
  mseed=1618033.0;
  mz=0.0;
  fac=2.5e-7;

```

```

Var
  i,ii,k:integer;
  mj,mk: real;

```

```

Begin
  if idum < 0 then begin
    mj:=mseed+idum;
    if mj>=0.0 then
      mj:=mj-mbig*trunc(mj/mbig)
    else
      mj:=mbig-abs(mj)+mbig*trunc(abs(mj)/mbig);
    Ran3Ma[55]:=mj;
    mk:=1;
    for i:=1 to 54 do begin
      ii:= 21*i MOD 55;
      Ran3Ma[ii]:=mk;
      mk:=mj-mk;
      IF mk<mz THEN mk:=mk+mbig;
      mj:=Ran3Ma[ii]
    end;
    For k:=1 to 4 DO BEGIN
      For i:=1 to 55 DO BEGIN
        Ran3Ma[i]:=Ran3Ma[i]-Ran3Ma[1+((i+30) mod 55)];
        IF Ran3Ma[i] < mz THEN Ran3Ma[i]:=Ran3Ma[i]+mbig;
      end
    end
  end

```

```

    end;
    Ran3Inext:=0;
    Ran3Inextp:=31;
    idum:=1
End;
Ran3Inext:=Ran3Inext+1;
If Ran3Inext = 56 THEN
    Ran3Inext:=1;
Ran3Inextp:=Ran3Inextp+1;
IF Ran3Inextp=56 THEN Ran3Inextp:=1;
mj:=Ran3Ma[Ran3Inext]-Ran3Ma[Ran3Inextp];
IF mj<mz THEN mj:=mj+mbig;
Ran3Ma[Ran3Inext]:=mj;
ran3:=mj*fac
end;

Function gasdev(VAR idum: integer):real;
{Geração de números normalmente distribuídos à partir dos números aleatórios gerados
na Ran3}
Var
    fac,r,v1,v2:real;
Begin
    IF GasdevIset=0 THEN BEGIN
        Repeat
            v1:=2.0*ran3(idum)-1.0;
            v2:=2.0*ran3(idum)-1.0;
            r:= sqr(v1)+sqr(v2);
        Until (r<1.0) and (r>0.0);
        fac:=sqrt(-2.0*ln(r)/r);
        GasdevGset:=v1*fac;
        gasdev:=v2*fac;
        GasdevIset:=1
    End
    Else begin
        GasdevIset:=0;
        gasdev:=gasdevGset;
    End
End;

Procedure normal (var Q:vet);
var
    I:Integer;
Begin
    Q[0]:= gasdev(idum);
    For I:= 1 to 50 do
        Q[I]:=ro*Q[I-1]+roc*gasdev(idum);
    For I:= 1 to 50 do
        Q[I]:= ksi+exp(desvio*Q[I]+media);
    end;

Procedure sorteio;
{sorteia a linha da matriz de coeficientes adimensionais para desagregar a série e
desagrega a série}
var
    i,j,s,s1:Byte;
    a:single;
Begin
    S:= 1+random(N);
    For j:= 1 to 12 do
        Eger [1,j]:= ener[1]*elid[s,j];
    For I:= 2 to 50 do
        Begin

```

```

s1:=0;
repeat
s:=1+random(N);
  a:=ENER[i]*ELID[s,1]/eger[I-1,12];
  s1:=s1+1;
  until ((a>min) and (a<max))or (s1>50);
  For J:= 1 to 12 do
    Eger[i,j]:=Ener[i]*ELID[s,j];
  if s1>50
  then
    writeln('***');
  end;
end;

begin
assign(arq,'arq1.txt');
Reset(arq);
N:=0;
Repeat
  N:=N+1;
  For I:= 1 to 12 do
    Read(arq,Elid[N,i]);
  Until EoF(arq);

Close(arq);
assign(arq,'serieB.rel');
rewrite(arq);
assign(arqb,'serieAB.bin');
rewrite(arqb);
assign(arqc,'serieMB.bin');
rewrite(arqc);

ksi:=15412.41;
media:=9.705;
desvio:=0.399;
ro:=0.485;
roc:=sqrt(1-ro*ro);
Min:= 0.404;
Max:= 1.637;

nser := 1000;
randomize;
For d:= 1 to nser do
begin
  writeln(d);
  normal(ener);
  sorteio;
  write(arqb,ener);
  write(arqc,eger);

  For j := 1 to 50 do
  begin
    writeln(arq);
    write(arq,d:6,j:3);
    For k:= 1 to 12 do
      write(arq,eger[j,k]:10:2);
      write(arq,ener[j]:10:2);
    end;

    if d<nser
    then

```

```
        writeln(arq)
    end;
    close (arq);
    close(arqb);
    close(arqc);
end.
```

ANEXO 02 – CENÁRIOS HIDROLÓGICOS
SÉRIE HISTÓRICA 1931/1995

		15_arq1.txt		
1.27525220	1.05082169	0.82308928	0.57446763	0.77987441
0.68275290	0.62003441	0.96278808	1.22009239	1.53091248
1.30091474	1.17899980			
1.00413339	0.95981287	0.73164033	0.59418010	0.63081836
0.84082295	0.76291714	1.47088289	1.67790345	1.36317504
1.08098443	0.88272905			
0.94433317	0.74679051	0.66855965	0.61156964	0.62960050
0.86112974	0.72017915	1.17768928	1.68231119	1.47178023
1.35338185	1.13267508			
0.72324790	0.54729288	0.46048000	0.39908345	0.44771723
0.56193328	0.43728523	1.12904779	1.68573634	2.19502435
1.79702182	1.61612972			
0.89448663	0.77497439	0.68202670	0.78900697	0.83147683
1.73944321	0.90412739	0.97361952	1.21371223	0.76865468
1.45919843	0.96927303			
0.78838407	1.04676269	0.57707050	0.72234879	0.76984678
0.69228313	0.67215389	1.05206027	1.98256319	1.33472336
1.23329627	1.12850706			
0.86777060	0.72888929	0.55576979	0.52546474	0.47621455
0.86830189	1.25355540	1.52241159	1.60946931	1.46250263
1.17741541	0.95223481			
0.98956180	1.01686419	1.04491107	0.60939705	0.53578970
0.61156070	0.74411120	1.15067307	1.63283577	1.67435795
1.08634262	0.90359487			
0.82744987	0.68008242	0.56940621	0.43470759	0.47428921
0.44271298	0.89859989	1.39517947	1.56438886	1.94110972
1.71039348	1.06168029			
1.12626924	0.80312206	0.66267127	0.57520572	0.47887617
0.57046283	1.00617641	1.17176616	1.72152740	1.51478483
1.18217608	1.18696183			
0.74288130	0.63531625	0.55032402	0.72593026	0.63105434
0.73972685	0.89936828	1.24541004	1.16835399	1.45626798
1.82304638	1.38232031			
0.92266784	0.91754244	0.75839154	0.54662079	0.49816024
0.56384944	0.62578203	0.92290361	1.82835640	1.79004502
1.64401812	0.98166252			
0.82538801	0.92268884	0.70484688	0.70237093	0.63600697
0.87339704	1.02347347	1.08127009	1.11044641	1.40100982
1.70546792	1.01363361			
0.77229051	0.61288895	0.51423896	0.40956886	0.39991778
0.40087004	0.79290841	0.88662058	1.08046445	2.23521938
2.02748244	1.86752963			
0.73670883	0.60249729	0.71340514	0.42235830	0.35011565
0.43277406	0.63645420	1.27286807	1.95343001	1.79556474
1.91274882	1.17107490			
0.79484514	0.76620188	0.91083551	0.53873501	0.44702109
0.65104778	0.62431894	0.79164655	1.27456548	1.56250966
2.25120150	1.38707146			
0.89785068	0.78952261	0.67044298	0.64244572	0.89667229
0.87720894	0.66250492	1.09625656	1.34266829	1.50128552
1.54149561	1.08164589			
0.88831680	0.75945650	0.61113599	0.81061833	0.49957413
0.57679963	0.77857436	1.13175227	1.33082492	2.00606746
1.50728092	1.09959869			
0.87763534	0.80399858	0.59023864	0.49017197	0.47617907
0.51712813	0.56979446	0.96033567	1.35052950	2.14411356
1.91945712	1.30041798			
0.78351371	0.58493179	0.50753534	0.41755597	0.35929016
0.76589947	0.84029681	1.19754731	1.45681127	1.95839728
1.88397012	1.24425077			
0.89459467	0.74448486	0.64624540	0.50991035	0.43443378
0.76041344	0.75390241	0.91315681	1.03091086	1.60298980
2.40384093	1.30511671			

		15_arq1.txt		
0.91899037	1.00345866	0.81234796	0.57661470	0.77649569
1.06266894	1.19987770	1.03161769	1.00953017	1.04339363
1.19547321	1.36953129			
0.83076416	0.75233433	0.57409652	0.47297324	0.74308304
1.06333083	1.21912617	1.27930353	1.25159685	1.64798407
1.20969256	0.95571471			
1.57397055	1.33727601	0.97367370	0.56107075	0.72240016
0.94639868	0.67121470	0.85575546	1.23692558	0.97154709
1.02573746	1.12402984			
0.88573783	1.22694104	1.21128544	0.66708067	0.64786944
0.52342534	0.70840327	1.19707551	1.42502943	1.00354822
1.34349292	1.16011090			
0.97146558	0.96193367	0.64665075	0.80747212	0.60100478
0.47770965	0.56611029	0.96104944	1.39362130	1.64971455
1.54501812	1.41824977			
0.83215978	0.68521175	1.03015069	1.20901043	1.37008081
0.76985707	0.81016879	1.00960734	0.90212486	1.31539202
1.15782895	0.90840753			
0.86270301	0.87024589	0.66753533	0.61698979	0.83846398
0.76316503	0.82626585	0.93497516	1.60223462	1.45477125
1.39847537	1.16417470			
0.91717577	0.78768208	0.60234523	0.59959860	0.58587131
0.56973676	0.71552376	0.85506704	1.41429176	1.79898479
1.89353230	1.26019061			
0.70615470	0.61194345	0.50379944	0.58774244	0.51337325
0.55077855	0.78748012	1.00769571	1.67630633	1.74738170
2.02398558	1.28335872			
1.15683451	0.86599370	0.64696219	0.49462897	0.70014090
0.72283019	0.90888039	0.81172085	1.32120655	1.68155841
1.70712014	0.98212320			
0.76216710	0.67725866	0.53528713	0.45691914	0.59085528
0.94798622	0.82702547	1.45987358	1.91300233	1.76793733
1.23536931	0.82631845			
0.79693344	0.67045936	0.56224187	0.54275514	0.51741785
0.96510301	1.28445059	0.78409709	1.28072699	2.18297413
1.35168513	1.06115540			
0.64151115	0.50856772	0.50574228	0.51975042	0.49192135
0.57301542	0.63246449	1.02230663	1.61062502	2.05554763
2.13474404	1.30380387			
1.05173119	0.64476121	0.73475244	0.60518125	0.52109295
0.83586986	0.75777984	1.16836194	1.53915549	1.68372459
1.52838644	0.92920281			
0.79218571	0.68451375	0.60122991	0.48977009	0.58239359
0.73870123	0.97580575	1.15703492	1.61706551	1.76930804
1.60769938	0.98429210			
0.88121738	0.88831695	0.73153792	0.64126772	0.70972351
0.59360451	0.89119245	1.36697740	1.61677124	1.38254697
1.40443110	0.89241285			
0.90799278	0.72776355	0.65694677	0.58863527	0.59627293
0.71323088	0.84428176	1.51655265	1.44983775	1.49971814
1.30603509	1.19273243			
0.61876540	0.83613804	0.58596322	0.39932060	0.37232280
0.75031873	1.38373883	1.17193747	1.62467394	1.66540774
1.64385532	0.94755790			
0.95537068	1.02126972	1.08119858	0.61933419	0.81773058
0.99106960	0.86490368	1.07466090	1.63547878	0.92041027
1.09364036	0.92493266			
0.79030262	0.94345632	0.80307139	0.55446704	0.46819798
0.65989250	0.64555541	1.27116863	1.23806447	1.90072242
1.61323456	1.11186667			
0.54999329	0.59862884	0.66029257	0.75404093	0.87840865
1.29355332	1.16424293	1.17443564	1.35219500	1.36523043
1.10470974	1.10426866			

		15_arq1.txt		
0.90955097	0.76618999	0.79121545	0.68970753	0.80031286
0.82770108	0.85368812	1.02456653	1.53571873	1.09850606
1.46786138	1.23498131			
1.02035113	1.04327371	0.82249333	0.66373880	0.65622548
0.67267179	0.70682548	1.21604054	1.58404225	1.52079286
1.10530576	0.98823887			
0.64415905	0.55927013	0.55131576	0.57096615	0.58957687
1.03101788	1.09191424	1.57733888	1.35066901	1.48103177
1.43795333	1.11478693			
0.70256720	0.90406730	0.66626430	0.77943752	0.80477812
0.73849444	0.98928903	1.36019396	1.62381139	1.53178673
0.91363954	0.98567046			
0.80303771	0.78887495	0.64936154	0.63386948	0.65285541
0.70147323	0.97867320	1.53197664	1.83623257	1.21595726
1.33069261	0.87699539			
0.69539094	0.70438024	0.73010739	0.55385156	0.64054727
0.54093790	0.96002968	1.24386211	1.56336192	2.02053631
1.36626644	0.98072825			
0.92708304	0.56878757	0.53933808	0.53566224	0.72550161
0.84354584	0.98598324	1.14187507	1.57349179	1.74166801
1.32850401	1.08855950			
0.87714341	0.72604973	0.77282453	0.71715768	0.83415837
0.67918394	0.81924500	1.47141998	1.90998672	1.25268685
1.02065425	0.91948955			
0.60573599	0.56665085	0.42361133	0.38430201	0.34474514
0.69215740	1.05813184	1.54720097	1.74477605	1.53271215
1.80683726	1.29313900			
0.59709396	0.72499239	0.84732815	0.50287860	0.37608424
0.69103053	0.94610130	1.15532664	1.57396077	1.79997892
1.58283144	1.20239306			
1.27941008	1.55830036	1.48682173	0.75987116	0.90694403
0.95127165	0.92969082	1.14471887	0.98158423	0.73393587
0.60483423	0.66261699			
0.88454643	0.78446705	0.58693129	0.85662807	0.67845044
0.57667687	0.70345855	1.07976105	1.56669191	1.49918626
1.57368858	1.20951350			
1.19176458	0.87620261	0.75298116	0.64603424	0.65345035
0.63630697	0.80687156	0.91337434	1.44577836	1.55737408
1.48098413	1.03887762			
0.96257612	0.70707050	0.57021529	0.72320335	0.57505324
0.52305719	0.61944281	1.48760074	1.58547927	1.77066747
1.24948236	1.22615166			
1.45144289	1.10870769	0.75468229	0.55615626	0.54058092
0.65203861	0.78402182	1.14047776	1.11440920	1.42678413
1.44677004	1.02392838			
1.26168440	1.05668510	0.61178116	0.45420910	0.45192672
0.65045869	0.68004110	0.84120148	1.63218967	1.87309222
1.48553204	1.00119831			
0.83766144	0.60313442	0.63759009	0.78485392	1.12373134
0.66721629	0.73533468	1.37766066	2.10870187	1.09526875
1.06456172	0.96428482			
0.81309338	0.94357991	0.76344126	0.74775218	0.90396347
0.92818716	0.77880801	0.64318223	1.10538478	1.42481164
1.49753976	1.45025622			
0.97265957	0.86693364	0.71412791	0.55709676	0.43382762
0.76837201	0.64024291	1.01848711	1.50182663	1.87249913
1.39945514	1.25447156			
1.35318043	1.12078066	0.78885713	0.65431718	0.72564826
0.78778508	0.98170833	1.03524141	0.96281571	1.44149374
1.19473212	0.95343996			
0.96152959	0.91919681	0.79540830	0.56009064	0.76858181
1.10804685	0.57821047	0.99391646	1.52745695	1.32394078
1.43822365	1.02539769			

		15_arq1.txt		
0.90109124	0.91701739	0.87932062	0.51380556	0.37588481
0.51994612	0.73945306	0.98766848	1.62553007	2.19711284
1.27612290	1.06704692			
0.87720266	0.69965131	0.84606265	0.47734143	0.52578713
0.96434448	0.73890751	0.93974235	1.63329989	1.44150388
1.73313666	1.12302006			

**ANEXO 03 – PROGRAMA EM TURBO PASCAL – GERAÇÃO DE SÉRIES
SINTÉTICAS DE VAZÕES
ESTATÍSTICAS DA SÉRIE HISTÓRICA 1931/1980**

```

Program numero;
Uses
  wincrt,windos;

```

```

Type
Vet = array[0..50] of single;
Mat1 = array[1..50,1..12] of single;
Mat2 = array[1..70,1..12] of single;

```

```

Var
  nser,
  i,j,N,k,
  k1,k2,d :integer;
  ksi,ro,roc,
  media,z,
  desvio,Min,Max:single;
  arq : text;
  arqb : file of vet;
  arqc : file of Mat1;
  coef: text;
  Ran3Inext,Ran3Inextp: integer;
  Ran3Ma:ARRAY[1..55]of real;
  GasdevIset:integer;
  GasdevGset:real;
  Ener: vet;
  Q: vet;
  eger : Mat1;
  ELID : Mat2;

```

```

Const
  Idum : integer = -1;

```

```

Function ran3(var idum:integer): real;
{Geração de numeros aleatórios}

```

```

Const
  mbig = 4.0e6;
  mseed=1618033.0;
  mz=0.0;
  fac=2.5e-7;
Var
  i,ii,k:integer;
  mj,mk: real;
Begin
  if idum < 0 then begin
    mj:=mseed+idum;
    if mj>=0.0 then
      mj:=mj-mbig*trunc(mj/mbig)
    else
      mj:=mbig-abs(mj)+mbig*trunc(abs(mj)/mbig);
    Ran3Ma[55]:=mj;
    mk:=1;
    for i:=1 to 54 do begin
      ii:= 21*i MOD 55;
      Ran3Ma[ii]:=mk;
      mk:=mj-mk;
      IF mk<mz THEN mk:=mk+mbig;
      mj:=Ran3Ma[ii]
    end;
    For k:=1 to 4 DO BEGIN
      For i:=1 to 55 DO BEGIN
        Ran3Ma[i]:=Ran3Ma[i]-Ran3Ma[1+((i+30) mod 55)];
        IF Ran3Ma[i] < mz THEN Ran3Ma[i]:=Ran3Ma[i]+mbig;
      end
    end
  end

```

```

    end;
    Ran3Inext:=0;
    Ran3Inextp:=31;
    idum:=1
End;
Ran3Inext:=Ran3Inext+1;
If Ran3Inext = 56 THEN
    Ran3Inext:=1;
Ran3Inextp:=Ran3Inextp+1;
IF Ran3Inextp=56 THEN Ran3Inextp:=1;
mj:=Ran3Ma[Ran3Inext]-Ran3Ma[Ran3Inextp];
IF mj<mz THEN mj:=mj+mbig;
Ran3Ma[Ran3Inext]:=mj;
ran3:=mj*fac
end;

Function gasdev(VAR idum: integer):real;
{Geração de números normalmente distribuídos à partir dos números aleatórios gerados
na Ran3}
Var
    fac,r,v1,v2:real;
Begin
    IF GasdevIset=0 THEN BEGIN
        Repeat
            v1:=2.0*ran3(idum)-1.0;
            v2:=2.0*ran3(idum)-1.0;
            r:= sqr(v1)+sqr(v2);
        Until (r<1.0) and (r>0.0);
        fac:=sqrt(-2.0*ln(r)/r);
        GasdevGset:=v1*fac;
        gasdev:=v2*fac;
        GasdevIset:=1
    End
    Else begin
        GasdevIset:=0;
        gasdev:=gasdevGset;
    End
End;

Procedure normal (var Q:vet);
var
    I:Integer;
Begin
    Q[0]:= gasdev(idum);
    For I:= 1 to 50 do
        Q[I]:=ro*Q[I-1]+roc*gasdev(idum);
    For I:= 1 to 50 do
        Q[I]:= ksi+exp(desvio*Q[I]+media);
    end;

Procedure sorteio;
{sorteia a linha da matriz de coeficientes adimensionais para desagregar a série e
desagrega a série}
var
    i,j,s,s1:Byte;
    a:single;
Begin
    S:= 1+random(N);
    For j:= 1 to 12 do
        Eger [1,j]:= ener[1]*elid[s,j];
    For I:= 2 to 50 do
        Begin

```

```

s1:=0;
repeat
s:=1+random(N);
  a:=ENER[i]*ELID[s,1]/eger[I-1,12];
  s1:=s1+1;
  until ((a>min) and (a<max))or (s1>50);
  For J:= 1 to 12 do
    Eger[i,j]:=Ener[i]*ELID[s,j];
  if s1>50
  then
    writeln('***');
  end;
end;

begin
assign(arq, 'arq1n.txt');
Reset(arq);
N:=0;
Repeat
  N:=N+1;
  For I:= 1 to 12 do
    Read(arq, Elid[N,i]);
  Until Eof(arq);

Close(arq);
assign(arq, 'serie.rel');
rewrite(arq);
assign(arqb, 'serieA.bin');
rewrite(arqb);
assign(arqc, 'serieM.bin');
rewrite(arqc);

ksi:=1563.69;
media:=10.282;
desvio:=0.186;
ro:=0.3301;
roc:=sqrt(1-ro*ro);
Min:= 0.404;
Max:= 1.637;

nser := 1000;
randomize;
For d:= 1 to nser do
begin
  writeln(d);
  normal(ener);
  sorteio;
  write(arqb,ener);
  write(arqc,eger);

  For j := 1 to 50 do
  begin
    writeln(arq);
    write(arq,d:6,j:3);
    For k:= 1 to 12 do
      write(arq,eger[j,k]:10:2);
      write(arq,ener[j]:10:2);
    end;

    if d<nser
    then

```



```
        writeln(arq)
    end;
    close (arq);
    close(arqb);
    close(arqc);
end.
```

ANEXO 04 – CENÁRIOS HIDROLÓGICOS
SÉRIE HISTÓRICA 1931/1980

		17_arq2.txt		
1.27525220	1.05082169	0.82308928	0.57446763	0.77987441
0.68275290	0.62003441	0.96278808	1.22009239	1.53091248
1.30091474	1.17899980			
1.00413339	0.95981287	0.73164033	0.59418010	0.63081836
0.84082295	0.76291714	1.47088289	1.67790345	1.36317504
1.08098443	0.88272905			
0.94433317	0.74679051	0.66855965	0.61156964	0.62960050
0.86112974	0.72017915	1.17768928	1.68231119	1.47178023
1.35338185	1.13267508			
0.72324790	0.54729288	0.46048000	0.39908345	0.44771723
0.56193328	0.43728523	1.12904779	1.68573634	2.19502435
1.79702182	1.61612972			
0.89448663	0.77497439	0.68202670	0.78900697	0.83147683
1.73944321	0.90412739	0.97361952	1.21371223	0.76865468
1.45919843	0.96927303			
0.78838407	1.04676269	0.57707050	0.72234879	0.76984678
0.69228313	0.67215389	1.05206027	1.98256319	1.33472336
1.23329627	1.12850706			
0.86777060	0.72888929	0.55576979	0.52546474	0.47621455
0.86830189	1.25355540	1.52241159	1.60946931	1.46250263
1.17741541	0.95223481			
0.98956180	1.01686419	1.04491107	0.60939705	0.53578970
0.61156070	0.74411120	1.15067307	1.63283577	1.67435795
1.08634262	0.90359487			
0.82744987	0.68008242	0.56940621	0.43470759	0.47428921
0.44271298	0.89859989	1.39517947	1.56438886	1.94110972
1.71039348	1.06168029			
1.12626924	0.80312206	0.66267127	0.57520572	0.47887617
0.57046283	1.00617641	1.17176616	1.72152740	1.51478483
1.18217608	1.18696183			
0.74288130	0.63531625	0.55032402	0.72593026	0.63105434
0.73972685	0.89936828	1.24541004	1.16835399	1.45626798
1.82304638	1.38232031			
0.92266784	0.91754244	0.75839154	0.54662079	0.49816024
0.56384944	0.62578203	0.92290361	1.82835640	1.79004502
1.64401812	0.98166252			
0.82538801	0.92268884	0.70484688	0.70237093	0.63600697
0.87339704	1.02347347	1.08127009	1.11044641	1.40100982
1.70546792	1.01363361			
0.77229051	0.61288895	0.51423896	0.40956886	0.39991778
0.40087004	0.79290841	0.88662058	1.08046445	2.23521938
2.02748244	1.86752963			
0.73670883	0.60249729	0.71340514	0.42235830	0.35011565
0.43277406	0.63645420	1.27286807	1.95343001	1.79556474
1.91274882	1.17107490			
0.79484514	0.76620188	0.91083551	0.53873501	0.44702109
0.65104778	0.62431894	0.79164655	1.27456548	1.56250966
2.25120150	1.38707146			
0.89785068	0.78952261	0.67044298	0.64244572	0.89667229
0.87720894	0.66250492	1.09625656	1.34266829	1.50128552
1.54149561	1.08164589			
0.88831680	0.75945650	0.61113599	0.81061833	0.49957413
0.57679963	0.77857436	1.13175227	1.33082492	2.00606746
1.50728092	1.09959869			
0.87763534	0.80399858	0.59023864	0.49017197	0.47617907
0.51712813	0.56979446	0.96033567	1.35052950	2.14411356
1.91945712	1.30041798			
0.78351371	0.58493179	0.50753534	0.41755597	0.35929016
0.76589947	0.84029681	1.19754731	1.45681127	1.95839728
1.88397012	1.24425077			
0.89459467	0.74448486	0.64624540	0.50991035	0.43443378
0.76041344	0.75390241	0.91315681	1.03091086	1.60298980
2.40384093	1.30511671			

		17_arq2.txt		
0.91899037	1.00345866	0.81234796	0.57661470	0.77649569
1.06266894	1.19987770	1.03161769	1.00953017	1.04339363
1.19547321	1.36953129			
0.83076416	0.75233433	0.57409652	0.47297324	0.74308304
1.06333083	1.21912617	1.27930353	1.25159685	1.64798407
1.20969256	0.95571471			
1.57397055	1.33727601	0.97367370	0.56107075	0.72240016
0.94639868	0.67121470	0.85575546	1.23692558	0.97154709
1.02573746	1.12402984			
0.88573783	1.22694104	1.21128544	0.66708067	0.64786944
0.52342534	0.70840327	1.19707551	1.42502943	1.00354822
1.34349292	1.16011090			
0.97146558	0.96193367	0.64665075	0.80747212	0.60100478
0.47770965	0.56611029	0.96104944	1.39362130	1.64971455
1.54501812	1.41824977			
0.83215978	0.68521175	1.03015069	1.20901043	1.37008081
0.76985707	0.81016879	1.00960734	0.90212486	1.31539202
1.15782895	0.90840753			
0.86270301	0.87024589	0.66753533	0.61698979	0.83846398
0.76316503	0.82626585	0.93497516	1.60223462	1.45477125
1.39847537	1.16417470			
0.91717577	0.78768208	0.60234523	0.59959860	0.58587131
0.56973676	0.71552376	0.85506704	1.41429176	1.79898479
1.89353230	1.26019061			
0.70615470	0.61194345	0.50379944	0.58774244	0.51337325
0.55077855	0.78748012	1.00769571	1.67630633	1.74738170
2.02398558	1.28335872			
1.15683451	0.86599370	0.64696219	0.49462897	0.70014090
0.72283019	0.90888039	0.81172085	1.32120655	1.68155841
1.70712014	0.98212320			
0.76216710	0.67725866	0.53528713	0.45691914	0.59085528
0.94798622	0.82702547	1.45987358	1.91300233	1.76793733
1.23536931	0.82631845			
0.79693344	0.67045936	0.56224187	0.54275514	0.51741785
0.96510301	1.28445059	0.78409709	1.28072699	2.18297413
1.35168513	1.06115540			
0.64151115	0.50856772	0.50574228	0.51975042	0.49192135
0.57301542	0.63246449	1.02230663	1.61062502	2.05554763
2.13474404	1.30380387			
1.05173119	0.64476121	0.73475244	0.60518125	0.52109295
0.83586986	0.75777984	1.16836194	1.53915549	1.68372459
1.52838644	0.92920281			
0.79218571	0.68451375	0.60122991	0.48977009	0.58239359
0.73870123	0.97580575	1.15703492	1.61706551	1.76930804
1.60769938	0.98429210			
0.88121738	0.88831695	0.73153792	0.64126772	0.70972351
0.59360451	0.89119245	1.36697740	1.61677124	1.38254697
1.40443110	0.89241285			
0.90799278	0.72776355	0.65694677	0.58863527	0.59627293
0.71323088	0.84428176	1.51655265	1.44983775	1.49971814
1.30603509	1.19273243			
0.61876540	0.83613804	0.58596322	0.39932060	0.37232280
0.75031873	1.38373883	1.17193747	1.62467394	1.66540774
1.64385532	0.94755790			
0.95537068	1.02126972	1.08119858	0.61933419	0.81773058
0.99106960	0.86490368	1.07466090	1.63547878	0.92041027
1.09364036	0.92493266			
0.79030262	0.94345632	0.80307139	0.55446704	0.46819798
0.65989250	0.64555541	1.27116863	1.23806447	1.90072242
1.61323456	1.11186667			
0.54999329	0.59862884	0.66029257	0.75404093	0.87840865
1.29355332	1.16424293	1.17443564	1.35219500	1.36523043
1.10470974	1.10426866			

		17_arq2.txt		
0.90955097	0.76618999	0.79121545	0.68970753	0.80031286
0.82770108	0.85368812	1.02456653	1.53571873	1.09850606
1.46786138	1.23498131			
1.02035113	1.04327371	0.82249333	0.66373880	0.65622548
0.67267179	0.70682548	1.21604054	1.58404225	1.52079286
1.10530576	0.98823887			
0.64415905	0.55927013	0.55131576	0.57096615	0.58957687
1.03101788	1.09191424	1.57733888	1.35066901	1.48103177
1.43795333	1.11478693			
0.70256720	0.90406730	0.66626430	0.77943752	0.80477812
0.73849444	0.98928903	1.36019396	1.62381139	1.53178673
0.91363954	0.98567046			
0.80303771	0.78887495	0.64936154	0.63386948	0.65285541
0.70147323	0.97867320	1.53197664	1.83623257	1.21595726
1.33069261	0.87699539			
0.69539094	0.70438024	0.73010739	0.55385156	0.64054727
0.54093790	0.96002968	1.24386211	1.56336192	2.02053631
1.36626644	0.98072825			
0.92708304	0.56878757	0.53933808	0.53566224	0.72550161
0.84354584	0.98598324	1.14187507	1.57349179	1.74166801
1.32850401	1.08855950			
0.87714341	0.72604973	0.77282453	0.71715768	0.83415837
0.67918394	0.81924500	1.47141998	1.90998672	1.25268685
1.02065425	0.91948955			

ANEXO 05 – LEI n. 10.848/04

LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004.

Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs [5.655](#), de 20 de maio de 1971, [8.631](#), de 4 de março de 1993, [9.074](#), de 7 de julho de 1995, [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996, [9.478](#), de 6 de agosto de 1997, [9.648](#), de 27 de maio de 1998, [9.991](#), de 24 de julho de 2000, [10.438](#), de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

I - condições gerais e processos de contratação regulada;

II - condições de contratação livre;

III - processos de definição de preços e condições de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo;

IV - instituição da convenção de comercialização;

V - regras e procedimentos de comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica;

VI - mecanismos destinados à aplicação do disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996, por descumprimento do previsto neste artigo;

VII - tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica e para as restrições de transmissão;

VIII - mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;

IX - limites de contratação vinculados a instalações de geração ou à importação de energia elétrica, mediante critérios de garantia de suprimento;

X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE; e

XI - mecanismos de proteção aos consumidores.

§ 1º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos ambientes de contratação regulada e de contratação livre.

§ 2º Submeter-se-ão à contratação regulada a compra de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 2º desta Lei, e o fornecimento de energia elétrica para o mercado regulado.

§ 3º A contratação livre dar-se-á nos termos do art. 10 da Lei nº [9.648](#), de 27 de maio de 1998, mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadores e importadores de energia elétrica e os consumidores que atendam às condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº [9.074](#), de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei.

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão considerados:

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II - as necessidades de energia dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;

IV - as restrições de transmissão;

V - o custo do déficit de energia; e

VI - as interligações internacionais.

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

I - o disposto nos incisos I a VI do § 4º deste artigo;

II - o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica.

§ 6º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos termos da Convenção de Comercialização, a ser instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que deverá prever:

I - as obrigações e os direitos dos agentes do setor elétrico;

II - as garantias financeiras;

III - as penalidades; e

IV - as regras e procedimentos de comercialização, inclusive os relativos ao intercâmbio internacional de energia elétrica.

§ 7º Com vistas em assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

§ 8º A comercialização de energia elétrica de que trata este artigo será feita com a observância de mecanismos de proteção aos consumidores, incluindo os limites de repasses de custo de aquisição de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei.

§ 9º As regras de comercialização previstas nesta Lei aplicam-se às concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, de distribuição e de comercialização de energia elétrica, incluindo as empresas sob controle federal, estadual ou municipal.

Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

I - mecanismos de incentivo à contratação que favoreça a modicidade tarifária;

II - garantias;

III - prazos de antecedência de contratação e de sua vigência;

IV - mecanismos para cumprimento do disposto no inciso VI do art. 2º da Lei nº [9.478](#), de 6 de agosto de 1997, acrescido por esta Lei;

V - condições e limites para repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais;

VI - mecanismos para a aplicação do disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996, por descumprimento do previsto neste artigo.

§ 1º Na contratação regulada, os riscos hidrológicos serão assumidos conforme as seguintes modalidades contratuais:

I - pelos geradores, nos Contratos de Quantidade de Energia;

II - pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, nos Contratos de Disponibilidade de Energia.

§ 2º A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte:

I - as distribuidoras serão obrigadas a oferecer garantias;

II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, início de entrega no ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de no mínimo 3 (três) e no máximo 15 (quinze) anos;

III - para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, início de entrega no 3º (terceiro) ou no 5º (quinto) ano após a licitação e prazo de suprimento de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos.

§ 3º Excetuam-se do disposto no § 2º deste artigo as licitações de compra das distribuidoras para ajustes, em percentuais a serem definidos pelo Poder Concedente, que não poderão ser superiores a 5% (cinco por cento) de suas cargas, cujo prazo máximo de suprimento será de 2 (dois) anos.

§ 4º Com vistas em assegurar a modicidade tarifária, o repasse às tarifas para o consumidor final será função do custo de aquisição de energia elétrica, acrescido de encargos e tributos, e estabelecido com base nos preços e quantidades de energia resultantes das licitações de que trata o § 2º deste artigo, ressalvada a aquisição de energia realizada na forma do § 8º deste artigo.

§ 5º Os processos licitatórios necessários para o atendimento ao disposto neste artigo deverão contemplar, dentre outros, tratamento para:

I - energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes;

II - energia proveniente de novos empreendimentos de geração; e

III - fontes alternativas.

§ 6º Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até o início do processo licitatório para a expansão em curso:

I - não sejam detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização; ou

II - sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade.

§ 7º A licitação para a expansão da oferta de energia prevista no inciso II do § 5º deste artigo deverá ser específica para novos empreendimentos ou ampliações, sendo vedada a participação de empreendimentos de geração existentes, ressalvado o disposto no art. 17 desta Lei.

§ 8º No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica:

I - contratada pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas de distribuição de energia elétrica até a data de publicação desta Lei; e

II - proveniente de:

a) geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, enquadradas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; ou

c) Itaipu Binacional.

§ 9º No processo de licitação pública de geração, as instalações de transmissão de uso exclusivo das usinas a serem licitadas devem ser consideradas como parte dos projetos de geração, não podendo os seus custos ser cobertos pela tarifa de transmissão.

§ 10. A energia elétrica proveniente dos empreendimentos referidos no inciso II do § 8º deste artigo não estará sujeita aos procedimentos licitatórios para contratação regulada previstos neste artigo.

§ 11. As licitações para contratação de energia elétrica de que trata este artigo serão reguladas e realizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, observado o disposto no art. 3º-A da Lei nº [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada por

esta Lei, que poderá promovê-las diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

§ 12. As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que tenham mercado próprio inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano ficam autorizadas a adquirir energia elétrica do atual agente supridor, com tarifa regulada, ou mediante processo de licitação pública por elas promovido ou na forma prevista neste artigo.

§ 13. Nas licitações definidas no § 3º deste artigo poderão participar os concessionários, permissionários e autorizados de geração e comercialização.

§ 14. A ANEEL deverá garantir publicidade aos dados referentes à contratação de que trata este artigo.

§ 15. No exercício do poder regulamentar das matérias deste art. 2º, será observado o disposto no art. 1º desta Lei.

Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

§ 1º Para os fins deste artigo, os concessionários e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº [9.074](#), de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedente a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.

§ 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar porcentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.

§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada.

Art. 4º Fica autorizada a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica de que trata esta Lei.

§ 1º A CCEE será integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e pelos consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº [9.074](#), de 7 de julho de 1995.

§ 2º A regulamentação deste artigo pelo Poder Concedente deverá abranger, dentre outras matérias, a definição das regras de funcionamento e organização da CCEE, bem como a forma de participação dos agentes do setor elétrico nessa Câmara.

§ 3º O Conselho de Administração da CCEE será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização.

§ 4º Os custos administrativo e operacional da CCEE decorrerão de contribuições de seus membros e emolumentos cobrados sobre as operações realizadas, vedado o repasse em reajuste tarifário.

§ 5º As regras para a resolução das eventuais divergências entre os agentes integrantes da CCEE serão estabelecidas na convenção de comercialização e em seu estatuto social, que deverão tratar do mecanismo e da convenção de arbitragem, nos termos da Lei nº [9.307](#), de 23 de setembro de 1996.

§ 6º As empresas públicas e as sociedades de economia mista, suas subsidiárias ou controladas, titulares de concessão, permissão e autorização, ficam autorizadas a integrar a CCEE e a aderir ao mecanismo e à convenção de arbitragem previstos no § 5º deste artigo.

§ 7º Consideram-se disponíveis os direitos relativos a créditos e débitos decorrentes das operações realizadas no âmbito da CCEE.

Art. 5º A CCEE sucederá ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, criado na forma da Lei nº [10.433](#), de 24 de abril de 2002, cabendo-lhes adotar todas as medidas necessárias para dar cumprimento ao disposto nesta Lei.

§ 1º Visando a assegurar a continuidade das operações de contabilização e de liquidação promovidas pelo MAE, a ANEEL regulará e conduzirá o processo de transição necessário à constituição e à efetiva operação da CCEE, a ser concluído no prazo máximo de 90 (noventa) dias a contar da data de publicação da regulamentação desta Lei, nos termos do art. 27 desta Lei, mantidas, durante a transição, as obrigações previstas no art. 1º da Lei nº [10.433](#), de 24 de abril de 2002.

§ 2º As disposições desta Lei não afetam os direitos e as obrigações resultantes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no âmbito do MAE até a data de conclusão do processo de transição previsto neste artigo, estejam elas já contabilizadas e liquidadas ou não.

§ 3º Os bens, os recursos e as instalações pertencentes ao MAE ficam vinculados às suas operações até que os agentes promovam sua incorporação ao patrimônio da CCEE, obedecidos os procedimentos e as diretrizes estabelecidos em regulação específica da ANEEL.

§ 4º Aplicam-se às pessoas jurídicas integrantes da CCEE o estabelecido no art. 47 da Lei nº [10.637](#), de 30 de dezembro de 2002, e a respectiva regulamentação, relativamente às operações do mercado de curto prazo.

Art. 6º O § 6º do art. 4º da Lei nº [5.655](#), de 20 de maio de 1971, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 4º

.....

§ 6º Ao Ministério de Minas e Energia - MME serão destinados 3% (três por cento) dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR para custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos.

....." (NR)

Art. 7º Os arts. 8º e 10 da Lei nº [8.631](#), de 4 de março de 1993, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 8º Fica estendido a todos os concessionários distribuidores o rateio do custo de consumo de combustíveis, incluindo o de biodiesel, para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, sem prejuízo do disposto no § 3º do art. 11 da Lei nº [9.648](#), de 27 de maio de 1998.

....." (NR)

"Art. 10. O inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC." (NR)

Art. 8º Os arts. 4º, 11, 12, 15 e 17 da Lei nº [9.074](#), de 7 de julho de 1995, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 4º

.....

§ 2º As concessões de geração de energia elétrica anteriores a 11 de dezembro de 2003 terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado por até 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, observadas as condições estabelecidas nos contratos.

.....

§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:

I - de geração de energia elétrica;

II - de transmissão de energia elétrica;

III - de venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos;

IV - de participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei nº [8.987](#), de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão; ou

V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão.

§ 6º Não se aplica o disposto no § 5º deste artigo às concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição:

I - no atendimento a sistemas elétricos isolados;

II - no atendimento ao seu mercado próprio, desde que este seja inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano e a totalidade da energia gerada, sob o regime de serviço público, seja a ele destinada; e

III - na captação, aplicação ou empréstimo de recursos financeiros destinados ao próprio agente ou a sociedade coligada, controlada, controladora ou vinculada a controladora comum, desde que destinados ao serviço público de energia elétrica, mediante anuência prévia da ANEEL, observado o disposto no inciso XIII do art. 3º da Lei nº [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 17 da Lei nº [10.438](#), de 26 de abril de 2002, garantida a modicidade tarifária e atendido ao disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 7º As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

§ 8º A regulamentação deverá prever sanções para o descumprimento do disposto nos §§ 5º, 6º e 7º deste artigo após o período estabelecido para a desverticalização.

§ 9º As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir da Medida Provisória nº [144](#), de 11 de dezembro de 2003, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato." (NR)

"Art. 11.

Parágrafo único. O produtor independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, atendido ao disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização." (NR)

"Art. 12.

Parágrafo único. A comercialização na forma prevista nos incisos I, IV e V do caput deste artigo deverá ser exercida de

acordo com critérios gerais fixados pelo Poder Concedente."
(NR)

"Art. 15.

.....

§ 4º Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão exercer a opção de que trata este artigo de acordo com prazos, formas e condições fixados em regulamentação específica, sendo que nenhum prazo poderá exceder a 36 (trinta e seis) meses, contado a partir da data de manifestação formal à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição que os atenda.

.....

§ 7º O consumidor que exercer a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação, observado o disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996.

§ 8º Os consumidores que exercerem a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos.

§ 9º Os prazos definidos nos §§ 4º e 8º deste artigo poderão ser reduzidos, a critério da concessionária, da permissionária ou da autorizada de distribuição local.

§ 10. Até 31 de dezembro de 2009, respeitados os contratos vigentes, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar, em suas unidades industriais, energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação à concessionária de distribuição ou geração, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias." (NR)

"Art. 17.

§ 1º As instalações de transmissão componentes da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN serão objeto de concessão mediante licitação e funcionarão na modalidade de instalações integradas aos sistemas com regras operativas aprovadas pela ANEEL, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros.

....." (NR)

Art. 9º A Lei nº [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei nº [8.987](#), de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL:

.....

II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

.....

IV - gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;

.....

XI - estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 (quinhentos) GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando

parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos;

.....

XIV - aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre;

XV - promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado;

XVI - homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica, observados os resultados dos processos licitatórios referidos no inciso XV do caput deste artigo;

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº [9.074](#), de 7 de julho de 1995;

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:

a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

XIX - regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação.

....." (NR)

"Art. 3º-A Além das competências previstas nos incisos IV, VIII e IX do art. 29 da Lei nº [8.987](#), de 13 de fevereiro de 1995, aplicáveis aos serviços de energia elétrica, compete ao Poder Concedente:

I - elaborar o plano de outorgas, definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

II - celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos.

§ 1º No exercício das competências referidas no inciso IV do art. 29 da Lei nº [8.987](#), de 13 de fevereiro de 1995, e das competências referidas nos incisos I e II do caput deste artigo, o Poder Concedente ouvirá previamente a ANEEL.

§ 2º No exercício das competências referidas no inciso I do caput deste artigo, o Poder Concedente delegará à ANEEL a operacionalização dos procedimentos licitatórios.

§ 3º A celebração de contratos e a expedição de atos autorizativos de que trata o inciso II do caput deste artigo poderão ser delegadas à ANEEL.

§ 4º O exercício pela ANEEL das competências referidas nos incisos VIII e IX do art. 29 da Lei nº [8.987](#), de 13 de fevereiro de 1995, dependerá de delegação expressa do Poder Concedente." (NR)

"Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar:

....." (NR)

"Art. 28.

.....

§ 3º No caso de serem esses estudos ou projetos aprovados pelo Poder Concedente, para inclusão no programa de licitações de concessões, será assegurado ao interessado o ressarcimento dos respectivos custos incorridos, pelo vencedor da licitação, nas condições estabelecidas no edital.

....." (NR)

Art. 10. Os arts. 2º e 50 da Lei nº [9.478](#), de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 2º

.....

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico.

....." (NR)

"Art. 50.

.....

§ 2º

I - 40% (quarenta por cento) ao Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º desta Lei, e pelo MME, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional;

....." (NR)

Art. 11. Os arts. 10, 11, 13 e 14 da Lei nº [9.648](#), de 27 de maio de 1998, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 10.

.....

§ 5º O disposto no caput não se aplica ao suprimento de energia elétrica à concessionária e permissionária de serviço

público com mercado próprio inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano, cujas condições, prazos e tarifas continuarão a ser regulamentados pela ANEEL." (NR)

"Art. 11.

.....

§ 4º

.....

III - aproveitamento hidrelétrico com potência maior que 30 (trinta) MW, concessão já outorgada, a ser implantado inteiramente em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo, com sub-rogação limitada a, no máximo, 75% (setenta e cinco por cento) do valor do empreendimento e até que a quantidade de aproveitamento sub-rogado atinja um total de 120 (cento e vinte) MW médios, podendo efetuar a venda da energia gerada para concessionários de serviço público de energia elétrica.

....." (NR)

"Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº [9.074](#), de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à rede básica.

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS:

.....

e) propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes,

a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;

f) propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL." (NR)

"Art. 14. Cabe ao Poder Concedente definir as regras de organização do ONS e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento.

§ 1º O ONS será dirigido por 1 (um) Diretor-Geral e 4 (quatro) Diretores, em regime de colegiado, sendo 3 (três) indicados pelo Poder Concedente, incluindo o Diretor-Geral, e 2 (dois) pelos agentes, com mandatos de 4 (quatro) anos não coincidentes, permitida uma única recondução.

§ 2º A exoneração imotivada de dirigente do ONS somente poderá ser efetuada nos 4 (quatro) meses iniciais do mandato, findos os quais é assegurado seu pleno e integral exercício.

§ 3º Constitui motivo para a exoneração de dirigente do ONS, em qualquer época, a condenação em ação penal transitada em julgado.

§ 4º O Conselho de Administração do ONS será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Transmissão e Distribuição." (NR)

Art. 12. Os arts. 4º e 5º da Lei nº [9.991](#), de 24 de julho de 2000, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 4º

I – 40% (quarenta por cento) para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, criado pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991;

II – 40% (quarenta por cento) para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

III – 20% (vinte por cento) para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema

energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

....." (NR)

"Art. 5º

.....

II - no mínimo 30% (trinta por cento) dos recursos referidos nos incisos I, II e III do art. 4º desta Lei serão destinados a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo as respectivas áreas das Superintendências Regionais;

....." (NR)

Art. 13. Os arts. 13, 14, 27 e 28 da Lei nº [10.438](#), de 26 de abril de 2002, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 13.

§ 1º Os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário, a ser incluído a partir da data de publicação desta Lei nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição.

....." (NR)

"Art. 14.

.....

§ 3º Na regulamentação do § 1º deste artigo, a ANEEL levará em conta as características da carga atendida, a rentabilidade do investimento, a capacidade econômica e financeira do distribuidor local, a preservação da modicidade tarifária e as desigualdades regionais.

§ 4º Na regulamentação deste artigo, a ANEEL levará em conta, dentre outros fatores, a taxa de atendimento da

concessionária ou permissionária, considerada no global e desagregada por Município e a capacidade técnica, econômica e financeira necessárias ao atendimento das metas de universalização.

....." (NR)

"Art. 27. As concessionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual e municipal poderão comercializar energia elétrica na forma prevista nos arts. 1º e 2º da Medida Provisória nº [144](#), de 11 de dezembro de 2003.

§ 1º A redução dos contratos iniciais de que trata o inciso II do art. 10 da Lei nº [9.648](#), de 27 de maio de 1998, não confere direito às concessionárias geradoras a qualquer garantia tarifária em relação ao montante de energia liberada.

§ 2º Os riscos hidrológicos ou de não cumprimento do contrato poderão ser assumidos pela concessionária geradora vendedora da energia elétrica.

.....

§ 5º

I - leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos;

.....

§ 6º As concessionárias e autorizadas de geração sob controle federal, estadual ou municipal poderão negociar energia por meio de:

I - leilões previstos no art. 2º da Lei nº [10.604](#), de 17 de dezembro de 2002, observado o disposto no art. 30 da Lei que resultou da conversão da Medida Provisória nº [144](#), de 11 de dezembro de 2003; ou

II - leilões de ajuste previstos no § 3º do art. 2º da Lei que resultou da conversão da Medida Provisória nº [144](#), de 11 de dezembro de 2003.

§ 7º As concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual, sob controle privado e os produtores independentes de energia poderão aditar,

observados os critérios de prazo e montantes definidos em regulamentação específica, os contratos iniciais ou equivalentes que estejam em vigor na data de publicação desta Lei, não se aplicando, neste caso, o disposto no caput e no inciso II do art. 10 da Lei nº [9.648](#), de 27 de maio de 1998.

§ 8º As concessionárias de geração de serviço público sob controle federal ou estadual que atuem nos sistemas elétricos isolados poderão firmar contratos de compra e venda de energia elétrica, por modalidade diversa dos leilões previstos neste artigo, com o objetivo de contribuir para garantia de suprimento dos Estados atendidos pelos sistemas isolados."
(NR)

"Art. 28. A parcela de energia elétrica que não for comercializada nas formas previstas no art. 27 desta Lei poderá ser liquidada no mercado de curto prazo do CCEE."
(NR)

Art. 14. Fica autorizada a constituição, no âmbito do Poder Executivo e sob sua coordenação direta, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

§ 1º Integram, de forma permanente, o CMSE representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional.

§ 2º A critério da coordenação, poderão ser chamados a participar representantes de entidades governamentais afetas aos assuntos específicos de interesse do Comitê.

§ 3º A coordenação do Comitê poderá constituir comissões temáticas incorporando uma representação pluralista dos agentes setoriais em sua composição, conforme definições a serem estabelecidas em regulamento próprio.

Art 15. Conforme disciplina a ser emitida pela ANEEL, as concessionárias de distribuição deverão incorporar a seus patrimônios as redes particulares que não dispuserem de ato autorizativo do Poder Concedente até 31 de dezembro de 2005 ou, mesmo dispondo, desde que exista interesse das partes em que sejam transferidas.

Parágrafo único. Os custos decorrentes dessa incorporação, incluindo a reforma das redes, serão considerados pela ANEEL nos processos de revisão tarifária.

Art. 16. As concessionárias e autorizadas de geração poderão, mediante autorização e regulamentação do Poder Concedente, realizar operações de compra e venda de energia elétrica para entrega futura.

§ 1º As operações referidas no caput deste artigo poderão incluir financiamento por meio de instituições financeiras autorizadas, conforme regulamentação do Conselho Monetário Nacional.

§ 2º As operações referidas no caput deste artigo somente poderão ser realizadas até 31 de dezembro de 2004 e estarão limitadas ao montante de energia elétrica descontratada na data de publicação desta Lei.

Art. 17. Nas licitações para contratação de energia previstas nos incisos I e II do § 5º do art. 2º desta Lei, poderá ser ofertada a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou de projetos de ampliação, que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos:

I – que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até a data de publicação desta Lei;

II – que tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000; e

III – cuja energia não tenha sido contratada até a data de publicação desta Lei.

§ 1º A partir de 2008, os empreendimentos referidos no caput deste artigo observarão as regras gerais de licitação, na forma prevista no art. 2º desta Lei.

§ 2º Não se aplica o disposto neste artigo à energia proveniente de empreendimentos de importação de energia elétrica.

Art. 18. Observado o disposto no art. 17, na licitação prevista no inciso II do § 5º do art. 2º desta Lei, a oferta de energia proveniente de empreendimentos em cuja licitação tenha sido observado o critério do pagamento de máximo Uso de Bem Público - UBP terá o seguinte tratamento:

I – concorrerá nas mesmas condições dos demais participantes do certame, inclusive quanto ao valor de referência do UBP, relativo ao empreendimento licitado, a ser definido pelo Poder Concedente;

II – a diferença entre o UBP efetivamente pago, resultante da licitação original, da qual resultou a concessão ou autorização dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo, e o UBP de referência, referido no inciso I deste artigo, deverá ser incorporada à receita do gerador.

Parágrafo único. O valor de que trata o inciso II do caput deste artigo, somado ao lance vencedor do empreendimento licitado, não poderá ultrapassar o custo marginal da energia resultante desse processo, conforme regulamentação.

Art. 19. Excepcionalmente nos anos de 2004, 2005 e 2006, as licitações para venda de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, previstos no inciso II do §

2º do art. 2º desta Lei, poderão prever início de entrega da energia em até 5 (cinco) anos após a realização das licitações.

Art. 20. As pessoas jurídicas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição e de geração de energia elétrica deverão adaptar-se às disposições contidas nos §§ 5º, 6º e 7º do art. 4º da Lei nº [9.074](#), de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei, no prazo de 18 (dezoito) meses a contar de sua entrada em vigor.

§ 1º O prazo acima estabelecido poderá ser prorrogado pela ANEEL, 1 (uma) única vez, por igual período, se efetivamente comprovada a impossibilidade de cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos citados neste artigo.

§ 2º Excepcionalmente, as pessoas jurídicas em processo de adaptação previsto no caput deste artigo poderão celebrar novos contratos relativos às atividades previstas nos incisos I, II, III e IV do § 5º do art. 4º da Lei nº [9.074](#), de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei, durante o prazo máximo de 12 (doze) meses, contado da data de 11 de dezembro de 2003, observado, em qualquer hipótese, o disposto no art. 2º desta Lei e, no caso de empresas sob controle da União, dos Estados e dos Municípios, o rito previsto no art. 27 da Lei nº [10.438](#), de 26 de abril de 2002, com redação dada por esta Lei.

Art. 21. Os atuais contratos de comercialização de energia elétrica celebrados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição já registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL não poderão ser objeto de aditamento para prorrogação de prazo ou aumento das quantidades ou preços contratados após a publicação desta Lei, ressalvado o disposto no art. 27 da Lei nº [10.438](#), de 26 de abril de 2002.

Parágrafo único. Exclui-se do disposto no caput deste artigo os aditamentos relativos a ampliações de pequenas centrais hidroelétricas, desde que não resultem em aumento do preço unitário da energia constante no contrato original.

Art. 22. Ocorrendo a decretação de racionamento de energia elétrica pelo Poder Concedente em uma região, todos os contratos por quantidade de energia do ambiente de contratação regulada, registrados na CCEE, cujos compradores estejam localizados nessa região, deverão ter seus volumes ajustados na mesma proporção da redução de consumo verificado.

Parágrafo único. As regras de contabilização da CCEE poderão prever tratamento específico para situações de restrição compulsória de consumo, visando a limitar seus impactos sobre as regiões não submetidas ao racionamento.

Art. 23. O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS deverá adotar todas as medidas necessárias para dar cumprimento ao disposto nesta Lei.

Parágrafo único. A ANEEL deverá regular e fiscalizar o processo de adequação do ONS à regulamentação prevista no art. 14 da Lei nº [9.648](#), de 27 de maio de 1998, com a redação dada por esta Lei, incluindo o critério de não-coincidência de mandatos de

diretores, no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da publicação da regulamentação desta Lei, nos termos do art. 27 desta Lei.

Art. 24. As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica poderão, conforme disciplina a ser estabelecida pela ANEEL, condicionar a continuidade do fornecimento aos usuários inadimplentes de mais de uma fatura mensal em um período de 12 (doze) meses:

I – ao oferecimento de depósito-caução, limitado ao valor inadimplido, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Classe Residencial; ou

II – à comprovação de vínculo entre o titular da unidade consumidora e o imóvel onde ela se encontra, não se aplicando o disposto neste inciso ao consumidor integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda.

§ 1º Em se tratando de inadimplência de usuário apto à livre aquisição de energia, poderá a concessionária ou permissionária do serviço público de distribuição de energia elétrica exigir que o usuário inadimplente, para utilizar-se do serviço de distribuição, apresente contrato de compra de energia junto a outro agente comercializador.

§ 2º Não se aplica o disposto nos incisos I e II deste artigo aos consumidores que prestam serviços públicos essenciais.

Art. 25. Os contratos de fornecimento de energia elétrica de concessionárias geradoras de serviço público, inclusive as sob controle federal, com consumidores finais, vigentes em 26 de agosto de 2002, poderão ser aditados para vigorarem até 31 de dezembro de 2010, observado o disposto no art. 3º da Lei nº [10.604](#), de 17 de dezembro de 2002.

Parágrafo único. Os valores atribuídos a título de Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, assim como os encargos previstos no art. 1º da Lei nº [10.438](#), de 26 de abril de 2002, deverão ser faturados pelas concessionárias de geração em rubricas apartadas com seus valores individualizados e identificados na fatura de energia elétrica do consumidor, até suas respectivas extinções.

Art. 26. As concessionárias ou autorizadas de geração sob controle federal ou estadual poderão, mediante oferta pública, celebrar contratos de compra e venda de energia elétrica pelo prazo de 10 (dez) anos, prorrogáveis 1 (uma) única vez, por igual período, para atendimento à expansão da demanda de consumidores existentes e o atendimento a novos consumidores, ambos com carga individual igual ou superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts).

Parágrafo único. A contratação ou opção de contratação a que se refere o caput deste artigo deverá ocorrer no prazo máximo de 18 (dezoito) meses, a contar da data de publicação desta Lei.

Art. 27. Cabe ao Poder Executivo regulamentar o disposto nesta Lei.

Art. 28. A regulamentação estabelecerá critérios e instrumentos que assegurem tratamento isonômico quanto aos encargos setoriais entre os consumidores sujeitos ao fornecimento exclusivo por concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e demais usuários, observada a legislação em vigor.

Art. 29. Concluído o processo de transição de que trata o § 1º do art. 5º desta Lei, ficará revogada a Lei nº [10.433](#), de 24 de abril de 2002.

Art. 30. Após o início efetivo das operações da CCEE, com a realização de licitações para a compra regulada de energia elétrica, fica revogado o art. 2º da Lei nº [10.604](#), de 17 de dezembro de 2002.

Parágrafo único. Fica revogado o inciso I do § 1º do art. 2º da Lei nº [10.604](#), de 17 de dezembro de 2002.

Art. 31. Fica revogado o art. 5º da Lei nº [9.648](#), de 27 de maio de 1998, assegurados os direitos constituídos durante sua vigência, em especial as atividades autorizadas em seus incisos II e IV.

§ 1º Ficam excluídas do Programa Nacional de Desestatização - PND a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e suas controladas: Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE.

§ 2º Fica a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL autorizada a prestar os serviços públicos de geração e de transmissão de energia elétrica, mediante concessão ou autorização, na forma da lei, podendo adaptar seus estatutos e sua razão social a essas atividades.

Art. 32. Ficam revogados o § 2º do art. 2º da Lei nº [8.970](#), de 28 de dezembro de 1994, o parágrafo único do art. 2º, o inciso III do art. 3º e o art. 27 da Lei nº [9.427](#), de 26 de dezembro de 1996.

Art. 33. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 15 de março de 2004; 183º da Independência e 116º da República.

LUIZ INÁCIO LULA DA SILVA
Dilma Vana Rousseff

Publicado no D.O de 16.03.2004, seção 1, p. 2, v. 141, n. 51.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 16.03.2004.

(*) Regulamentado o art. 23, pelo DEC [5.081](#) de 14.05.2004, D.O de 17.05.2004, seção 1, p. 1, v. 141, n. 93.

(*) Regulamentados os arts. 4º e 5º, pelo DEC [5.177](#) de 12.08.2004, D.O de 16.08.2004, seção 1, p. 5, v. 141, n. 157.

(*) Alterado o parág. 12 do art. 2º, pela LEI [11.075](#) de 30.12.2004, D.O de 31.12.2004, seção 1, p. 1, v. 141, n. 252.

ANEXO 06 – Res. n. 005/CNPE

Ministério de Minas e Energia

Gabinete da Ministra

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

RESOLUÇÃO Nº 5, DE 21 DE JULHO DE 2003

Aprova as diretrizes básicas para a implementação do novo modelo do Setor Elétrico.

A PRESIDENTE DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE, no uso das atribuições que lhe confere o art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o art. 1º, inciso I e art. 2º, § 3º, inciso III, do Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, e tendo em vista as deliberações da 7ª Reunião Ordinária do Conselho, realizada em 21 de julho de 2003, aprovadas pelo Excelentíssimo Senhor Presidente da República, e considerando:

que o atual modelo do setor elétrico não obteve resultados favoráveis no tocante à modicidade tarifária, continuidade e qualidade da prestação dos serviços, considerando em especial a recente crise de abastecimento enfrentada no período de 2001/2002, a ausência de incentivos à expansão do serviço e universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica;

além da crise de abastecimento já mencionada, a redução induzida do consumo de energia elétrica no período de racionamento permaneceu, mesmo no período pós-acionamento, o que, somado à entrada de nova geração e de hidrologia favorável, resultou em excesso de oferta de energia;

que o modelo atual demonstra uma incapacidade inerente de corrigir desequilíbrios entre oferta e demanda, de apresentar de forma adequada os sinais de preços e, portanto sinais de investimento;

a necessidade de rever as bases institucionais do atual modelo do setor elétrico para garantir incentivos à expansão do serviço de energia elétrica, modicidade tarifária, remuneração justa aos investimentos e universalização do serviço; e

que o Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria nº 40, de 6 de fevereiro de 2003, criou um Grupo de Trabalho com o objetivo de assessorar o Ministério na formulação de modelo para reforma institucional do setor elétrico, sendo que, a partir desse trabalho, o MME elaborou proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico, resolve:

Art. 1º Aprovar as diretrizes básicas, abaixo relacionadas, constantes do Relatório "Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico", de 4 de julho de 2003:

I - Prevalência do Conceito de Serviço Público para a produção e distribuição de energia elétrica aos consumidores cativos;

II - Modicidade Tarifária;

III - Restauração do Planejamento da Expansão do Sistema;

IV - Transparência no processo de licitação permitindo a contestação pública, por técnica e preço, das obras a serem licitadas;

V - Mitigação dos Riscos Sistêmicos;

VI - Manter a operação coordenada e centralizada necessária e inerente ao sistema hidrotérmico brasileiro;

VII - Universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade; e

VIII - Modificação no processo de licitação da concessão do serviço público de geração priorizando a menor tarifa.

Art. 2º Após a finalização do modelo cujas diretrizes básicas são ora aprovadas, o Ministério de Minas e Energia submeterá à votação desse Conselho, relatório conclusivo juntamente com proposta das medidas legais pertinentes e necessárias para implementação do novo modelo.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DILMA ROUSSEFF

Publicado no D.O de 07.08.2003, seção 1, p. 50, v. 140, n. 151.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 07.08.2003.

ANEXO 07 – PREÇO CCEE JANEIRO 2004



Busca	English	Fale Conosco	Empregos
-------	---------	--------------	----------

Agenda
Conheça o Mercado
Conselho de Administração
Conselho Fiscal
Contratos
Entidades Governamentais
Implantação da Medição
Leilões
Liquidação Financeira
Monitoramento do Mercado
Preços
Regras/Procedimentos
Relatórios ao Público
Treinamento

Preços

- Histórico
- Preços Semanais
- Dow
- Metodologia
- Preço Médio - Res ANEEL n° 236/03

:: Histórico de Preços Semanais - Janeiro de 2004

Valores expressos em R\$/MWh

Semana: 1 Período: 27/12/2003 a 02/01/2004

Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada
17,39	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39	58,24	58,24	58,24	17,39

Semana: 2 Período: 03/01/2004 a 09/01/2004

Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada
27,05	27,05	27,05	27,05	27,05	27,05	412,83	412,83	412,83	27,00

Semana: 3 Período: 10/01/2004 a 16/01/2004

Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada
25,47	25,47	25,12	25,47	25,47	25,12	315,21	315,21	272,57	25,14

Semana: 4 Período: 17/01/2004 a 23/01/2004












































Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada
17,58	17,58	17,58	17,58	17,58	17,58	315,21	315,21	315,21	16,95

Semana: 5 Período: 24/01/2004 a 30/01/2004

Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada
27,28	27,28	27,28	27,28	27,28	27,28	255,33	255,33	255,33	18,59

A determinação dos Preços MAE foi baseada na Resolução n°109 da GCE de 25/01/2002 e na Resolução n° 686 da ANEEL de 24/12/2003.

- Setembro de 2005
- Agosto de 2005
- Julho de 2005
- Junho de 2005
- Maio de 2005
- Abril de 2005
- Março de 2005
- Fevereiro de 2005

-  Janeiro de 2005
-  Dezembro de 2004
-  Novembro de 2004
-  Outubro de 2004
-  Setembro de 2004
-  Agosto de 2004
-  Julho de 2004
-  Junho de 2004
-  Maio de 2004
-  Abril de 2004
-  Março de 2004
-  Fevereiro de 2004
-  Janeiro de 2004
-  Dezembro de 2003
-  Novembro de 2003
-  Outubro de 2003
-  Setembro de 2003
-  Agosto de 2003
-  Julho de 2003
-  Junho de 2003
-  Maio de 2003
-  Abril de 2003
-  Março de 2003
-  Fevereiro de 2003
-  Janeiro de 2003
-  Dezembro de 2002
-  Novembro de 2002
-  Outubro de 2002
-  Setembro de 2002
-  Agosto de 2002
-  Julho de 2002
-  Junho de 2002
-  Maio de 2002
-  Abril de 2002
-  Março de 2002
-  Fevereiro de 2002
-  Janeiro de 2002
-  Dezembro de 2001
-  Novembro de 2001
-  Outubro de 2001
-  Setembro de 2001
-  Agosto de 2001
-  Julho de 2001

**ANEXO 08 – RELATÓRIO DO 1º LEILÃO DE COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**



RELATÓRIO DOS CONTRATOS CELEBRADOS APÓS O 1º LEILÃO DE ENERGIA DE EMPREENDIMENTOS EXISTENTES

1. HISTÓRICO

Em dezembro de 2003, o Ministério de Minas e Energia publicou o Modelo Institucional do Setor Elétrico. As regras estabelecidas pelo novo marco regulatório do setor elétrico foram regulamentadas pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e, entre outras, pelos Decretos nº 5.163 de 30 de julho de 2004, 5.177 de 12 de agosto de 2004.

A legislação e os decretos estabeleceram as condições de comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores seria realizada nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre.

No Ambiente de Contratação Regulada, ACR, as operações de compra e venda de energia elétrica entre Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição, são realizadas por meio de leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou novos empreendimentos de geração.

Os vencedores dos leilões de compra e venda de energia proveniente de empreendimentos de geração nova ou existente deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

Estabelecidas as condições legais e operacionais, foi realizado o 1º Leilão de Energia Elétrica de Empreendimentos Existentes, no dia 7 de dezembro de 2004. O Leilão teve a participação de um total de 47 Agentes entre vendedores e compradores.

2. FINALIDADE

O relatório tem como finalidade tornar público as informações dos CCEAR's, celebrados após a realização do 1º Leilão de Energia Elétrica de Empreendimentos Existentes.

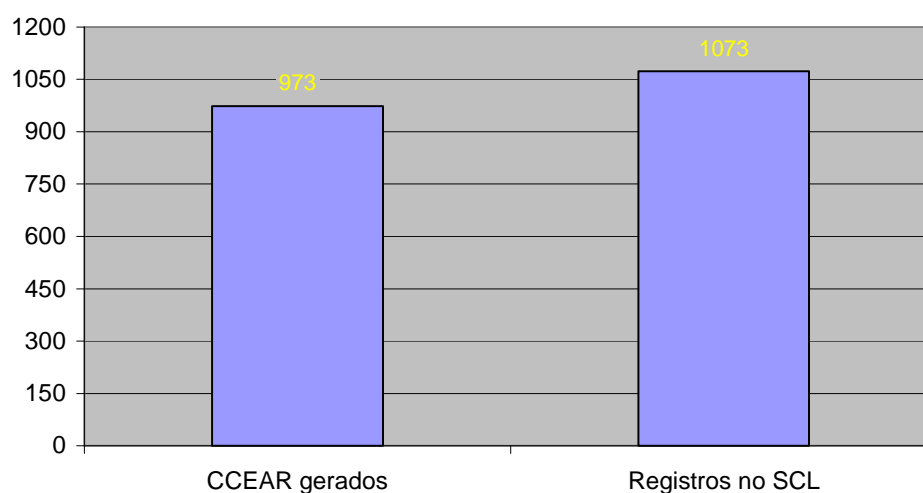
3. RESULTADOS

No Leilão foram negociados 1,19 bilhão de megawatts hora (MWh), que somaram cerca de R\$ 74,7 bilhões de reais. Os negócios realizados no Leilão geraram 973 CCEAR's e 1.073 registros no SINERCOM.

Detalhamos a seguir as informações mais importantes referentes aos CCEAR's celebrados, tendo como fonte o Sistema de Gestão de Contratos (SGC), desenvolvido pela GTI da CCEE.

3.1 Informações Gerais:

1. Quantidade de CCEAR gerados e registros no Sinercom:

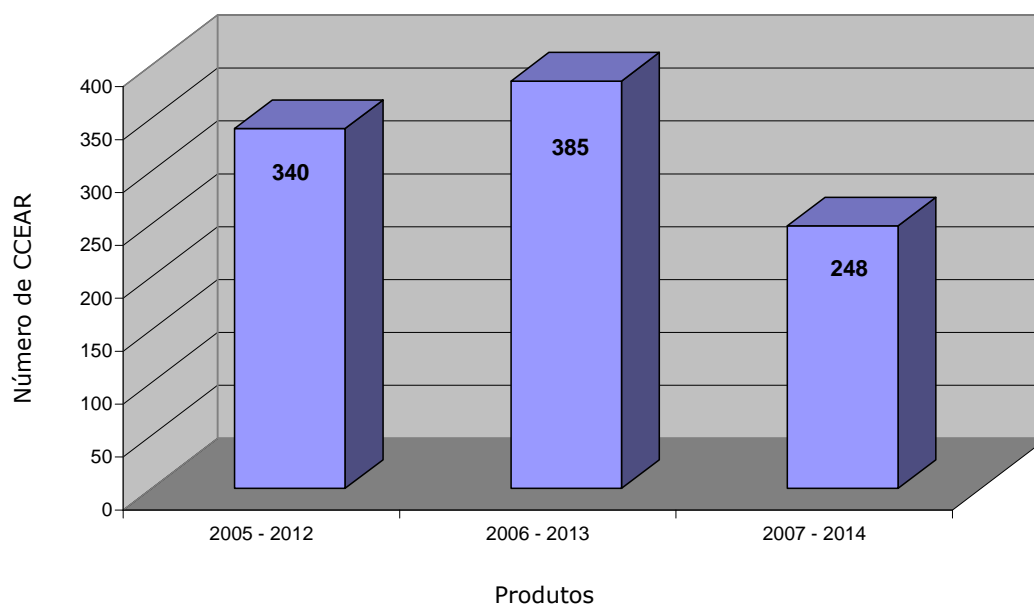


Os CCEAR's foram gerados entre os Vendedores e Compradores, considerando cada produto. Devido à venda de energia de Furnas em dois submercados diferentes, no Sul e no Sudeste, cada contrato deste vendedor irá gerar dois registros no Sinercom, por isto a diferença entre o número de CCEAR gerados e a quantidade de registros no Sinercom.

2. Quantidade de CCEAR gerados por produto:

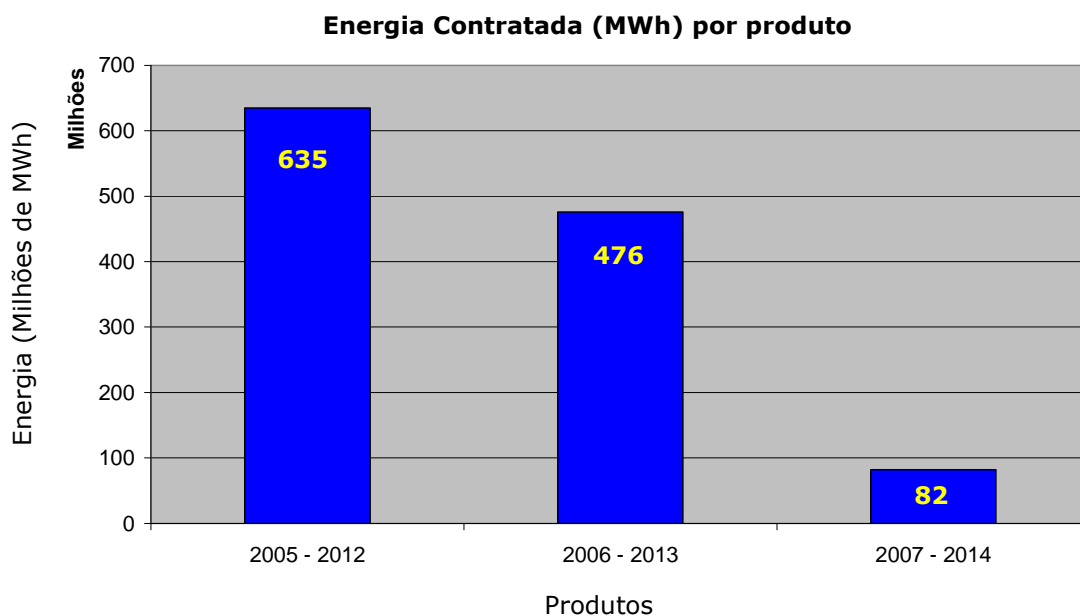
Produto	Quantidade de CCEAR
2005 - 2012	340
2006 - 2013	385
2007 - 2014	248
TOTAL	973

Quantidade de CCEAR por produto



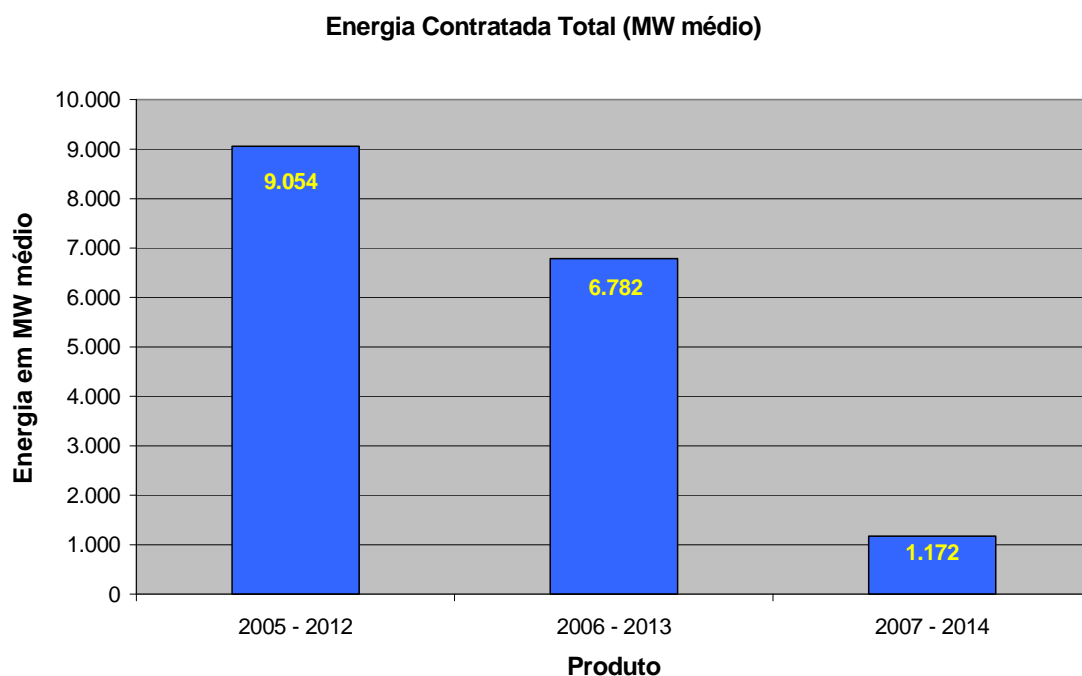
3. Quantidade de Energia Contratada, em MWh, por produto

Produto	Energia Contratada Total (MWh)
2005 - 2012	634.938.912
2006 - 2013	475.608.096
2007 - 2014	82.190.016
TOTAL	1.192.737.024



4. Quantidade de Energia Contratada, em MW médio, por produto:

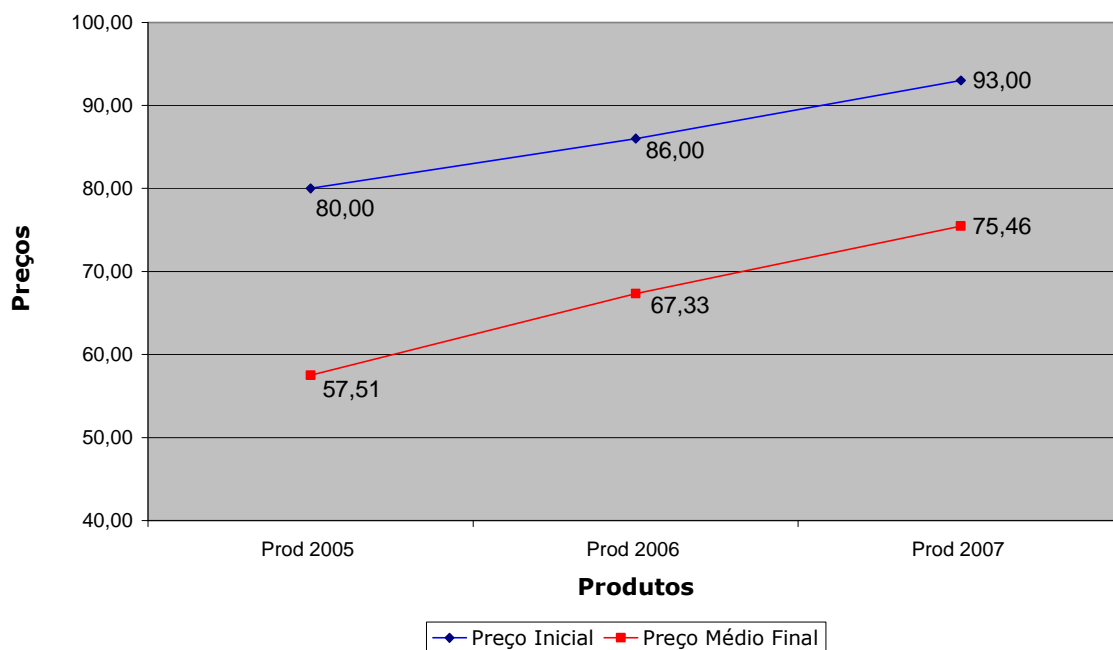
Produto	Energia Contratada Total (MW médio)
2005 - 2012	9.054
2006 - 2013	6.782
2007 - 2014	1.172
TOTAL	17.008



5. Preço inicial X Preço médio final por produto:

Preço (MWh)	Prod 2005	Prod 2006	Prod 2007
Preço Inicial	80,00	86,00	93,00
Preço Médio Final	57,51	67,33	75,46
Diferença	28,11%	21,71%	18,86%

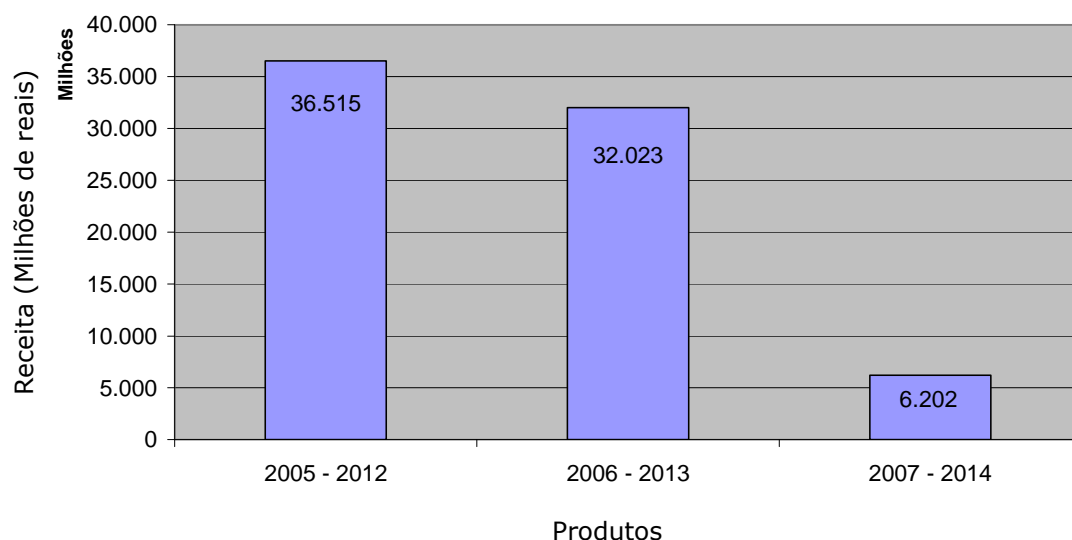
Preço Inicial X Preço Final por produto



6. Receita gerada pelos CCEAR's por produto

Produto	Energia Contratada Total (MWh)	Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	Receita por Produto
2005 - 2012	634.938.912,000	57,51	R\$36.515.336.829,12
2006 - 2013	475.608.096,000	67,33	R\$32.022.693.103,68
2007 - 2014	82.190.016,000	75,46	R\$6.202.058.607,36
TOTAL	1.192.737.024,000	62,66	R\$74.740.088.540,16

Receita dos CCEAR por produto



3.2 Informações específicas:

1. Total de contratos celebrados por Vendedor:

Vendedores	Produto Negociado	Nº CCEAR
CEEE	2005/2006	69
Cemig	2006	35
CESP	2005/2006/2007	100
CHESF	2005/2006/2007	100
Copel Geração	2005/2006/2007	100
Duke Energy	2005/2006/2007	100
Eletronorte	2005/2006/2007	100
EMAE	2005/2006/2007	100
ESCELSA	2005/2006	69
Furnas	2005/2006/2007	100
LIGHT	2005/2006	69
Tractebel Energia	2007	31
TOTAL		973

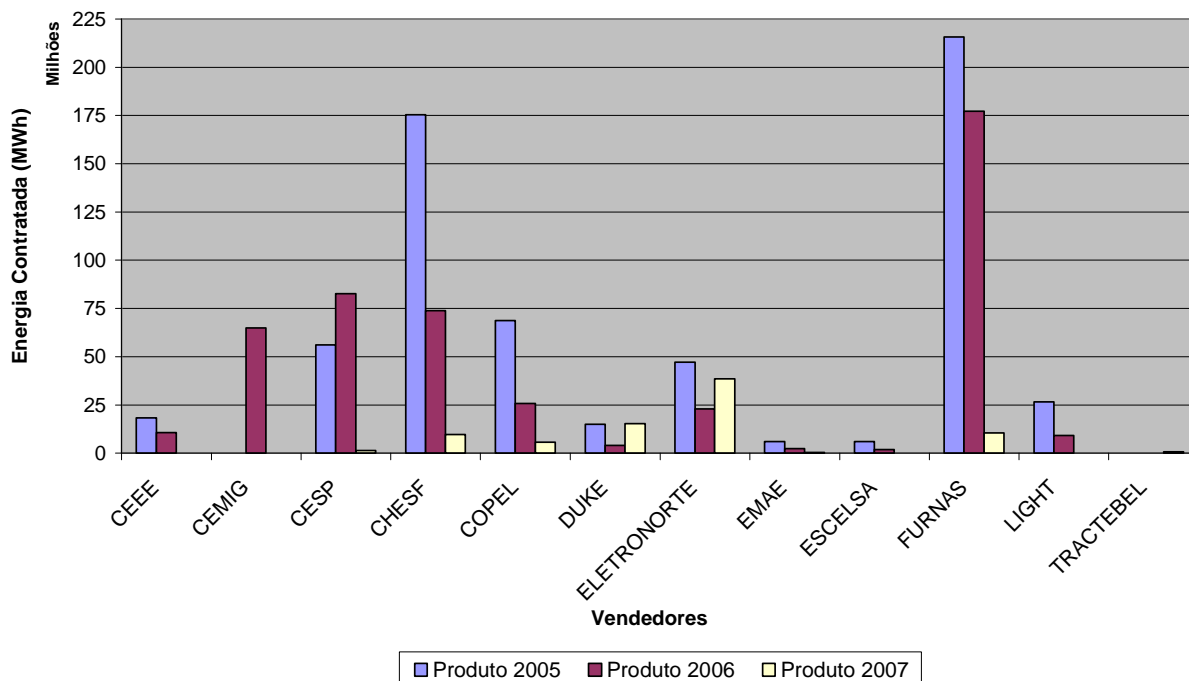
2. Total de contratos celebrados por Comprador:

Compradores	Produto Comprado	Nº CCEAR
AES SUL	2005/2006/2007	29
Ampla	2005/2006/2007	29
Bandeirante	2005/2006/2007	29
Bragantina	2005/2006/2007	29
CAIUÁ	2005/2006/2007	29
Ceal	2005/2006/2007	29
CEB	2005/2006/2007	29
CEEE	2005/2006/2007	29
CELB	2005/2006/2007	29
CELESC	2006	11
CELG	2005/2006/2007	29
Celpa	2005/2006/2007	29
Celpe	2005/2006/2007	29
Celtins	2005/2006/2007	29
Cemar	2005/2006/2007	29
Cemat	2005/2006/2007	29
Cemig	2005/2006	21
CEPISA	2005/2006/2007	29
CFLCL	2005/2006/2007	29
Coelba	2005/2006/2007	29
Coelce	2005/2006/2007	29
Copel Distribuição	2005/2006	21
Cosern	2005/2006/2007	29
CPFL Paulista	2005/2006/2007	29
CPFL Piratininga	2005/2006	21
EEVP	2005/2006/2007	29
Elektro	2005/2006/2007	29
Eletropaulo	2005/2006/2007	29
ENERGIPE	2005/2006/2007	29
ENERSUL	2005/2006/2007	29
ESCELSA	2005/2006/2007	29
LIGHT	2005/2006/2007	29
Nacional - CNEE	2005/2006/2007	29
Saelpa	2005/2006/2007	29
Santa Cruz	2005/2006/2007	29
TOTAL		973

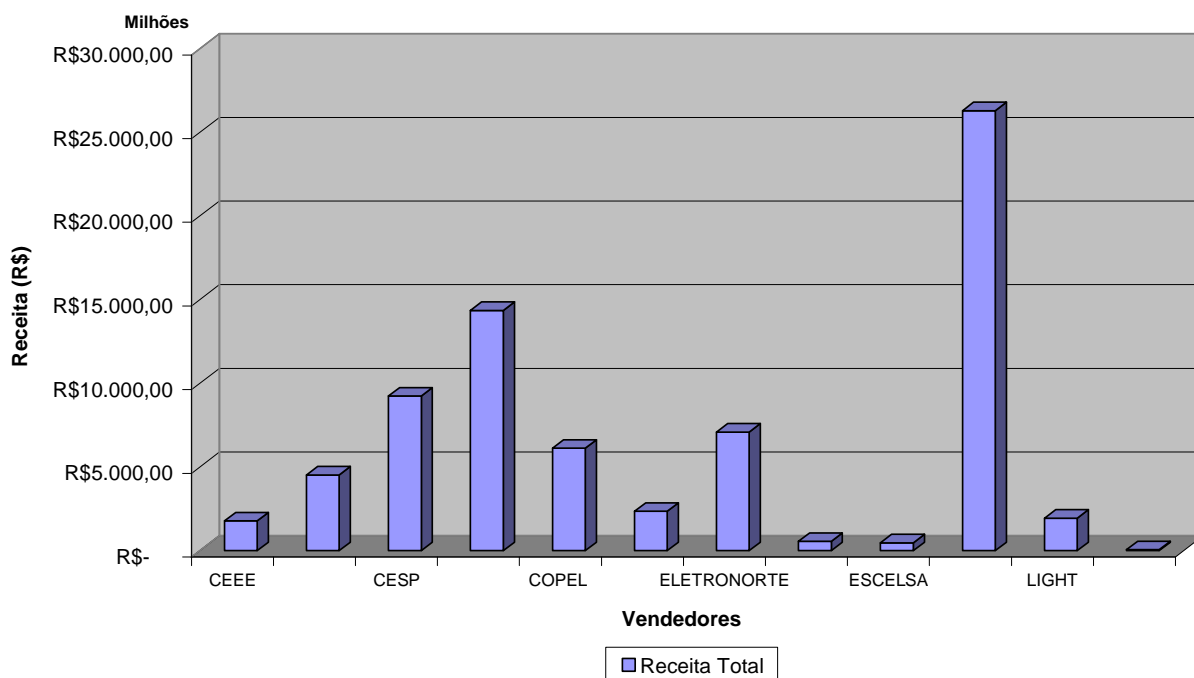
3. Receita Gerada por Vendedor e por produto:

Vendedor	2005-08		2006-08		2007-08		Total da Receita
	Energia (MWh)	Preço	Energia (MWh)	Preço	Energia (MWh)	Preço	
CEEE	18.233.280	57,47	10.659.456	67,87			R\$ 1.771.323.880,32
CEMIG			65.008.656	69,58			R\$ 4.523.302.284,48
CESP	56.102.400	62,10	82.610.784	68,37	1.402.560	77,70	R\$ 9.241.037.254,08
CHESF	175.320.000	52,79	73.914.912	60,35	9.677.664	66,05	R\$ 14.355.117.446,40
COPEL	68.725.440	57,50	25.807.104	67,62	5.680.368	75,44	R\$ 6.125.316.134,40
DUKE	15.007.392	59,98	4.067.424	69,98	15.287.904	75,98	R\$ 2.346.356.649,60
ELETRONORTE	47.126.016	56,00	23.001.984	63,90	38.570.400	77,00	R\$ 7.078.804.473,60
EMAE	5.960.880	60,84	2.314.224	69,21	350.640	75,75	R\$ 549.388.362,24
ESCELSA	6.101.136	57,00	1.893.456	64,00			R\$ 468.945.936,00
FURNAS	215.713.728	60,94	177.213.456	69,58	10.519.200	77,70	R\$ 26.293.448.692,80
LIGHT	26.648.640	51,73	9.116.640	61,12			R\$ 1.935.743.184,00
TRACTEBEL					701.280	70,89	R\$ 49.713.739,20
TOTAL	634.938.912	57,51	475.608.096	67,33	82.190.016	75,46	R\$ 74.740.088.540,16

Energia Contratada (MWh) por Vendedor e por Produto



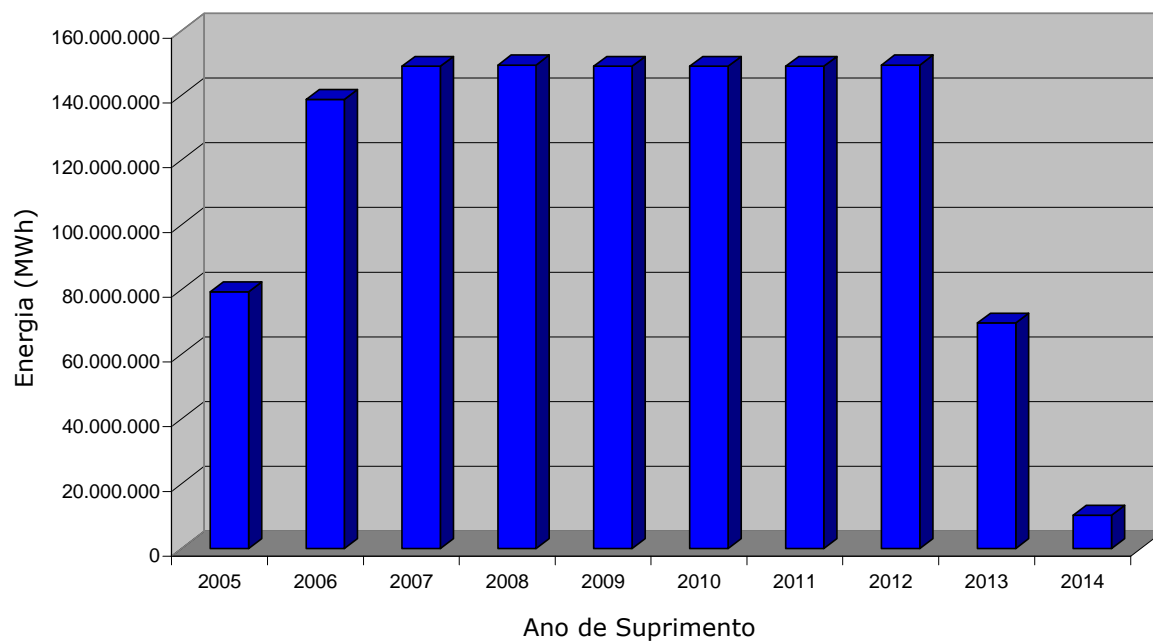
Receita Total por Vendedor



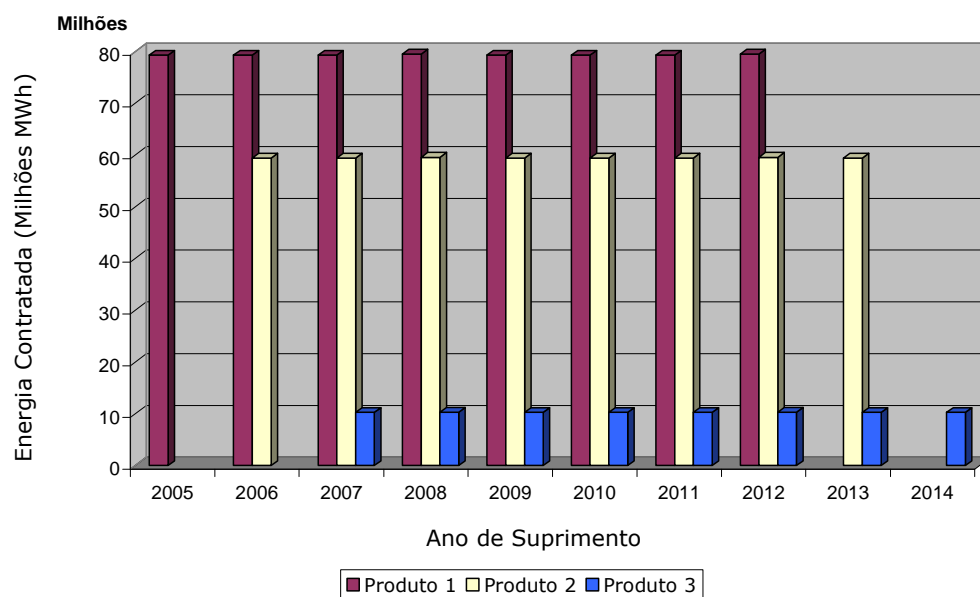
4. Energia contratada, em MWh, por ano de suprimento:

Ano de Suprimento	Energia Contratada (MWh)	Energia Contratada (MWh)	Energia Contratada (MWh)	TOTAL
2005	79.313.040			79.313.040
2006	79.313.040	59.410.320		138.723.360
2007	79.313.040	59.410.320	10.266.720	148.990.080
2008	79.530.336	59.573.088	10.294.848	149.398.272
2009	79.313.040	59.410.320	10.266.720	148.990.080
2010	79.313.040	59.410.320	10.266.720	148.990.080
2011	79.313.040	59.410.320	10.266.720	148.990.080
2012	79.530.336	59.573.088	10.294.848	149.398.272
2013		59.410.320	10.266.720	69.677.040
2014			10.266.720	10.266.720
TOTAL	634.938.912	475.608.096	82.190.016	1.192.737.024

Total da Energia Contratada por ano de suprimento



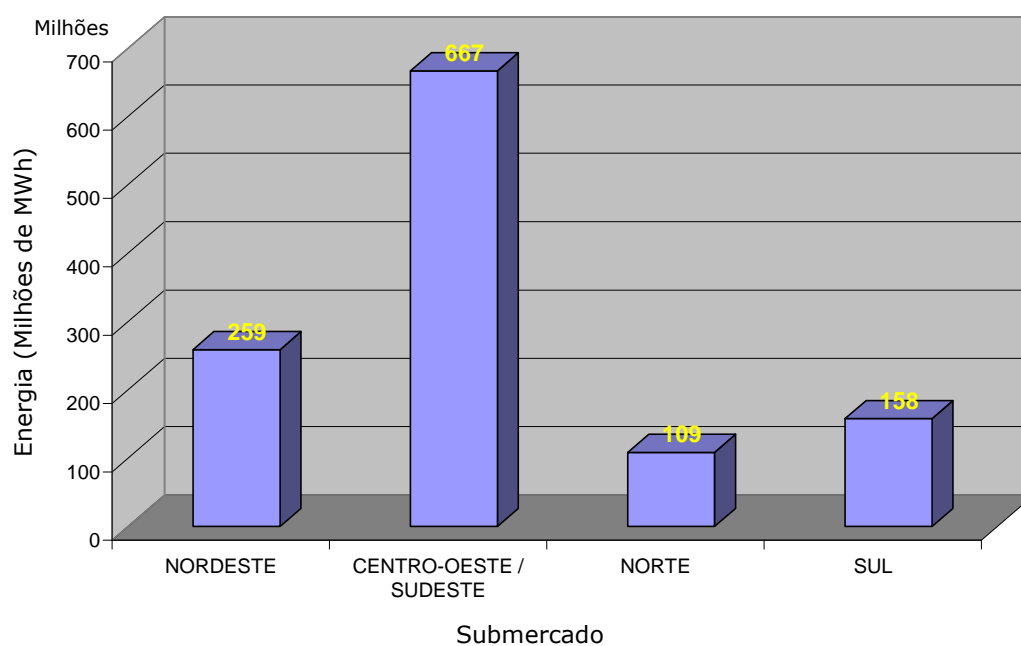
Total da Energia Contratada, por ano de suprimento e por produto



5. Energia Contratada total por submercado (Vendedor):

SUBMERCADO	TOTAL DE ENERGIA (MWh)
NORDESTE	258.912.576
CENTRO-OESTE / SUDESTE	667.077.873
NORTE	108.698.400
SUL	158.048.175
TOTAL	1.192.737.024

Energia contratada por submercado (MWh)





6. Contratação em reais do produto, por submercado (Vendedor):

a. Produto 2005 – 2012:

PRODUTO 2005		
SUBMERCADO	TOTAL DE ENERGIA (MWh)	RECEITA
NORDESTE	175.320.000,000	R\$ 10.082.653.200,00
CENTRO-OESTE / SUDESTE	310.434.215,000	R\$ 17.853.071.704,65
NORTE	47.126.016,000	R\$ 2.710.217.180,16
SUL	102.058.680,956	R\$ 5.869.394.741,78
TOTAL	634.938.911,956	R\$ 36.515.336.829,12

b. Produto 2006 – 2013:

PRODUTO 2006		
SUBMERCADO	TOTAL DE ENERGIA (MWh)	RECEITA
NORDESTE	73.914.912,000	R\$ 4.976.691.024,96
CENTRO-OESTE / SUDESTE	329.819.698,066	R\$ 22.206.760.270,78
NORTE	23.001.984,000	R\$ 1.548.723.582,72
SUL	48.871.501,934	R\$ 3.290.518.225,22
TOTAL	475.608.096,000	R\$ 32.022.693.103,68

c. Produto 2007 – 2014:

PRODUTO 2007		
SUBMERCADO	TOTAL DE ENERGIA (MWh)	VALOR EM (R\$)
NORDESTE	9.677.664,000	R\$ 730.276.525,44
CENTRO-OESTE / SUDESTE	26.823.959,994	R\$ 2.024.136.021,15
NORTE	38.570.400,000	R\$ 2.910.522.384,00
SUL	7.117.992,006	R\$ 537.123.676,77
TOTAL	82.190.016,000	R\$ 6.202.058.607,36

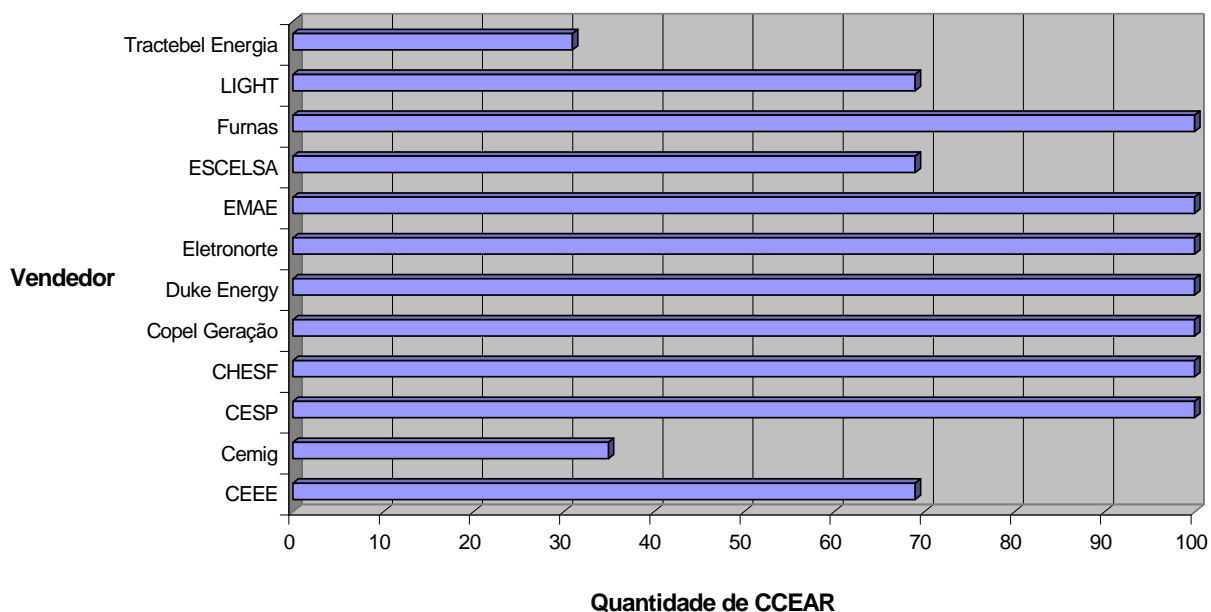
4. RECEBIMENTO DOS CCEAR's

De acordo com os prazos estabelecidos no Procedimento de Comercialização AC.01, os compradores do 1º Leilão de Energia Elétrica de Empreendimentos Existentes, realizado no dia 7 de dezembro de 2004, tiveram até o dia 23 de dezembro de 2004 para assinar e enviar os CCEAR's para os vendedores.

Os vendedores, por sua vez, tiveram até o dia 30 de dezembro de 2004 para assinar os CCEAR's e até o dia 13 de janeiro de 2005 para entregá-los na CCEE.

Demonstramos, no gráfico abaixo, o total de CCEAR celebrados por cada vendedor e entregues na CCEE.

Quantidade de CCEAR por vendedor





5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Analisando as informações descritas neste relatório podemos concluir, dentre outras coisas, que o produto 2006-2013 gerou o maior número de CCEAR, no total de 385. No entanto, foi negociada a maior quantidade de energia em MWh, cerca de 634 milhões, do produto 2005-2012, que baseado no preço médio de R\$ 57,51 gerou uma receita de R\$ 36 bilhões.

O maior preço médio foi do produto 2007-2014 no valor de R\$ 75,46.

A maior quantidade de energia foi negociada no submercado sudeste, onde está localizada a geradora Furnas, que vendeu no leilão quase o valor da soma das três maiores geradoras dos submercados Norte, Sul e Nordeste.

As três maiores estatais do governo - Furnas, Chesf e Eletronorte - venderam juntas 64,6% (10.995 MW médios) de todo o volume contratado no leilão, enquanto as privadas comercializaram apenas 6,5% (ou 1.124 MW médios).

De acordo com as expectativas, todos os vendedores entregaram os CCEAR's para registro na CCEE dentro do prazo. A CCEE informará a ANEEL o recebimento destes contratos para que sejam homologados.

**ANEXO 09 – RELATÓRIO DO 2º LEILÃO DE COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

RELATÓRIO DOS CONTRATOS CELEBRADOS APÓS O 2º LEILÃO DE ENERGIA DE EMPREENDIMENTOS EXISTENTES

1. HISTÓRICO

Em dezembro de 2003, o Ministério de Minas e Energia publicou o Modelo Institucional do Setor Elétrico. As regras estabelecidas pelo novo marco regulatório do setor elétrico foram regulamentadas pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e, entre outras, pelos Decretos nº 5.163 de 30 de julho de 2004, 5.177 de 12 de agosto de 2004.

A legislação e os decretos estabeleceram as condições de comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores seria realizada nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre.

No Ambiente de Contratação Regulada, ACR, as operações de compra e venda de energia elétrica entre Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição, são realizadas por meio de leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou novos empreendimentos de geração.

Os vencedores dos leilões de compra e venda de energia proveniente de empreendimentos de geração nova ou existente deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

Estabelecidas as condições legais e operacionais, foi realizado o 1º Leilão de Energia Elétrica de Empreendimentos Existentes, no dia 7 de dezembro de 2004. O Leilão teve a participação de um total de 47 Agentes entre vendedores e compradores, sendo negociados três produtos com início de suprimento nos anos de 2005, 2006 e 2007.

No dia 02 de abril de 2005, foi realizado o 2º Leilão de Energia Elétrica de Empreendimentos Existentes. O Leilão teve a participação de um total de 50 Agentes entre vendedores e compradores.

2. FINALIDADE

O relatório tem como finalidade tornar público as informações dos CCEAR, celebrados após a realização do 2º Leilão de Energia Elétrica de Empreendimentos Existentes.

3. RESULTADOS

No 2º leilão de energia existente foi negociado um total de 92.919.600 megawatts hora (MWh) de energia, a um preço médio de R\$ 83,13 do produto com entrega a partir de 2008, movimentando cerca de R\$ 7,7 bilhões de reais.

Do total de 16 vendedores habilitados para participar do leilão, 10 finalizaram as negociações do produto 2008-2015 com 34 empresas compradoras, gerando 340 CCEARs, sendo 272 já celebrados e 68 aguardando o processo de desverticalização de duas empresas.

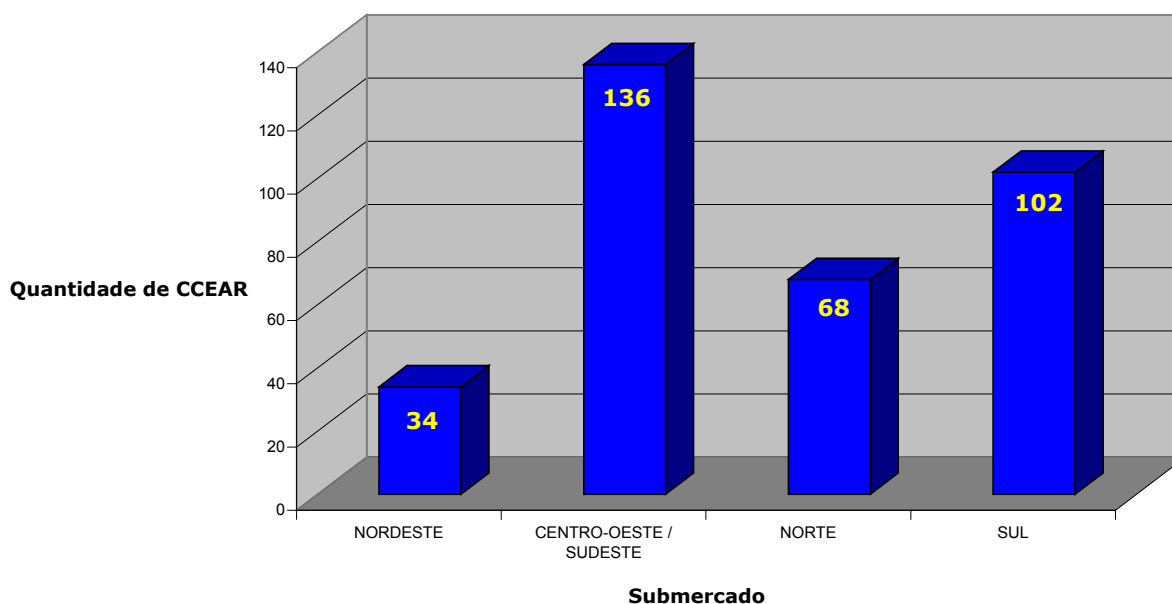
Detalhamos a seguir as informações mais importantes referentes aos CCEAR celebrados, tendo como fonte o Sistema de Gestão de Contratos (SGC).

3.1. Informações Gerais das contratações do 2º leilão:

3.1.1. Quantidade de CCEAR por submercado:

SUBMERCADO	TOTAL DE CCEAR
NORDESTE	34
CENTRO-OESTE / SUDESTE	136
NORTE	68
SUL	102
TOTAL	340

Quantidade de CCEAR por submercado



Foram disponibilizados para os Vendedores e Compradores o total de 272 CCEARs de um total de 340, considerando um único produto. Como cada vendedor negociou energia em apenas um submercado, o número de CCEAR gerados é igual a quantidade de registros no Sinercom.

3.1.2. Quantidade de Energia Contratada, em MWh e em MW médio, para o produto:

Produto	Energia Contratada Total	
	em MWh	em MW médio
2008 - 2015	92.919.600	1.325

3.1.3. Preço inicial X Preço médio final do produto:

Preço (MWh)	Prod 2008
Preço Inicial	99,00
Preço Médio Final	83,13
Diferença	16,03%

3.1.4. Receita gerada pelos CCEARs para o produto 2008-2015

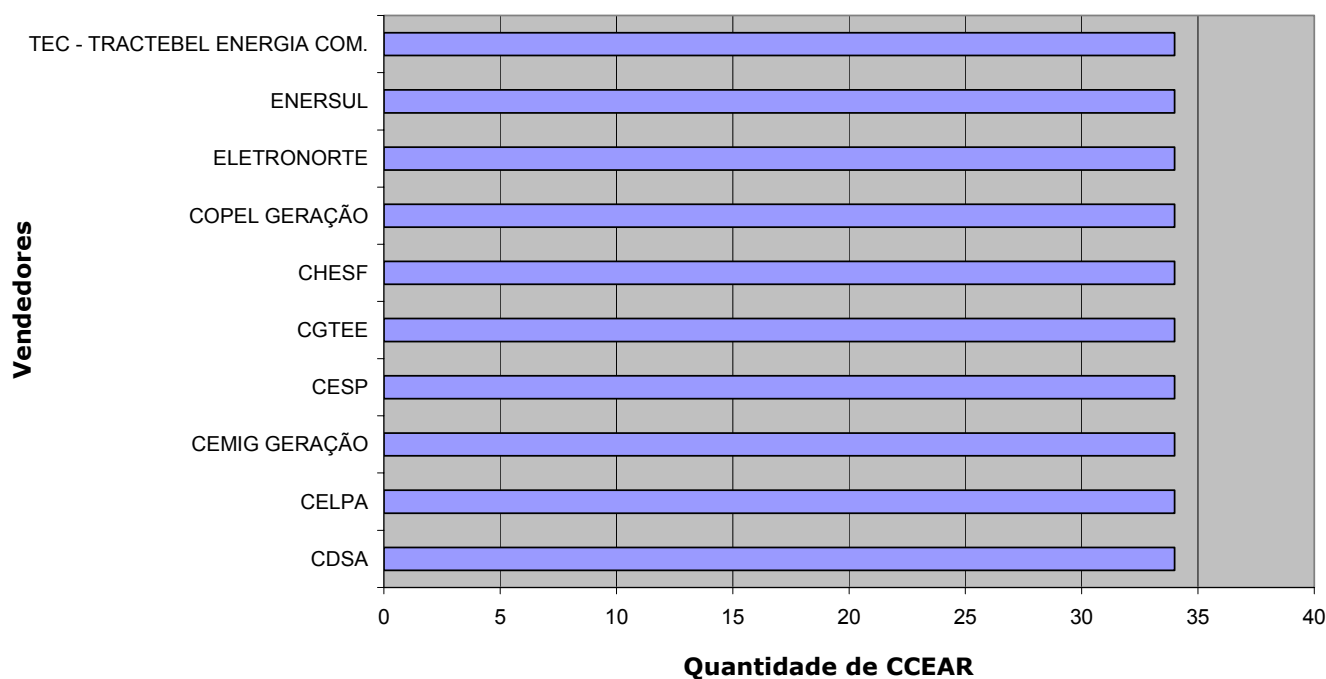
Produto	Energia Contratada Total (MWh)	Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	Receita
2008 - 2015	92.919.600,00	83,13	R\$7.724.406.348,00

3.2. Informações específicas do 2º leilão:

3.2.1. Total de contratos celebrados por Vendedor¹:

Vendedores	Produto Negociado	Nº CCEAR
CDSA	2008	34
CELPA	2008	34
CEMIG GERAÇÃO	2008	34
CESP	2008	34
CGTEE	2008	34
CHESF	2008	34
COPEL GERAÇÃO	2008	34
ELETRONORTE	2008	34
ENERSUL	2008	34
TEC - TRACTEBEL ENERGIA COM.	2008	34
TOTAL		340

Quantidade de CCEAR por vendedor



¹ CCEARs, a serem firmados com a CELPA e com a ENERSUL, não foram disponibilizados, tendo em vista o disposto no § 2º do art. 20 da Lei 10.848, de 15/03/2004, bem como o previsto no COMUNICADO 003/2005 – Intenções de Venda, publicado no site www.ccee.org.br/leiloes em 04/03/2005.

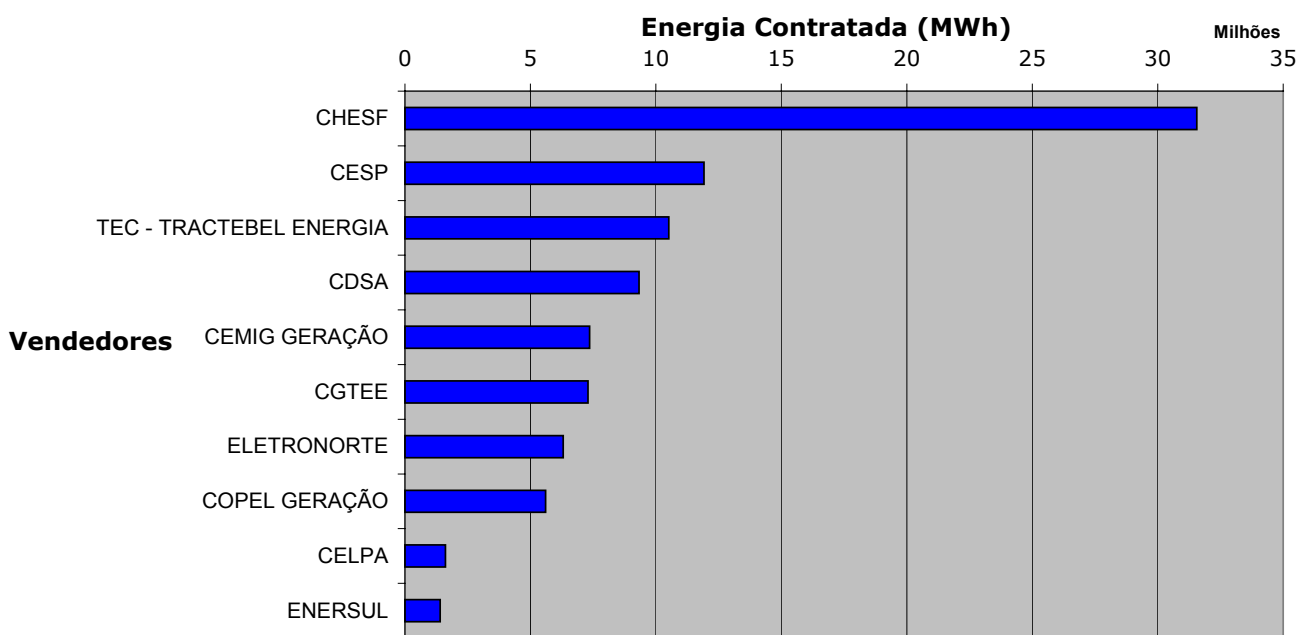
3.2.2. Total de contratos celebrados por Comprador:

Compradores	Produto Comprado	Nº CCEAR
AES SUL	2008	10
Ampla	2008	10
Bandeirante	2008	10
CAIUÁ	2008	10
Cataguazes	2008	10
Ceal	2008	10
CEB	2008	10
CEEE	2008	10
CELB	2008	10
CELESC	2008	10
CELG	2008	10
Celpa	2008	10
Celpe	2008	10
Celtins	2008	10
Cemar	2008	10
Cemat	2008	10
Cemig Distribuição	2008	10
CEPISA	2008	10
CLFSC	2008	10
Coelba	2008	10
Coelce	2008	10
Copel Distribuição	2008	10
Cosern	2008	10
CPFL Paulista	2008	10
CPFL Piratininga	2008	10
EEB	2008	10
EEVP	2008	10
Elektro	2008	10
Eletropaulo	2008	10
ENERGIPE	2008	10
ENERSUL	2008	10
ESCELSA	2008	10
LIGHT	2008	10
Saelpa	2008	10
TOTAL		340

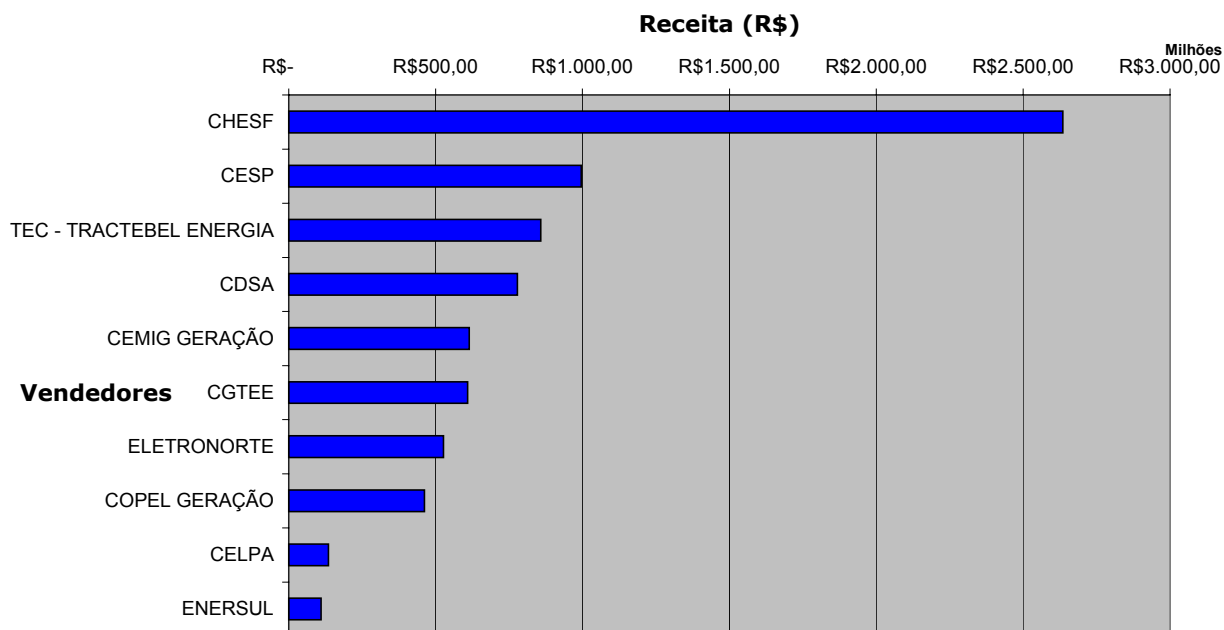
3.2.3. Energia contratada (MWh) e receita gerada por Vendedor para o produto 2008-2015:

Vendedor	2008 - 2015		Total da Receita
	Energia (MWh)	Preço (R\$/MWh)	
CDSA	9.327.024	83,48	R\$ 778.619.963,52
CELPA	1.612.944	83,50	R\$ 134.680.824,00
CEMIG GERAÇÃO	7.363.440	83,50	R\$ 614.847.240,00
CESP	11.921.760	83,50	R\$ 995.466.960,00
CGTEE	7.293.312	83,50	R\$ 608.991.552,00
CHESF	31.557.600	83,50	R\$ 2.635.059.600,00
COPEL GERAÇÃO	5.610.240	82,32	R\$ 461.834.956,80
ELETRONORTE	6.311.520	83,47	R\$ 526.822.574,40
ENERSUL	1.402.560	78,50	R\$ 110.100.960,00
TEC - TRACTEBEL ENERGIA	10.519.200	81,55	R\$ 857.840.760,00
TOTAL	92.919.600	83,13	R\$ 7.724.406.348,00

Energia Contratada (MWh) por vendedor

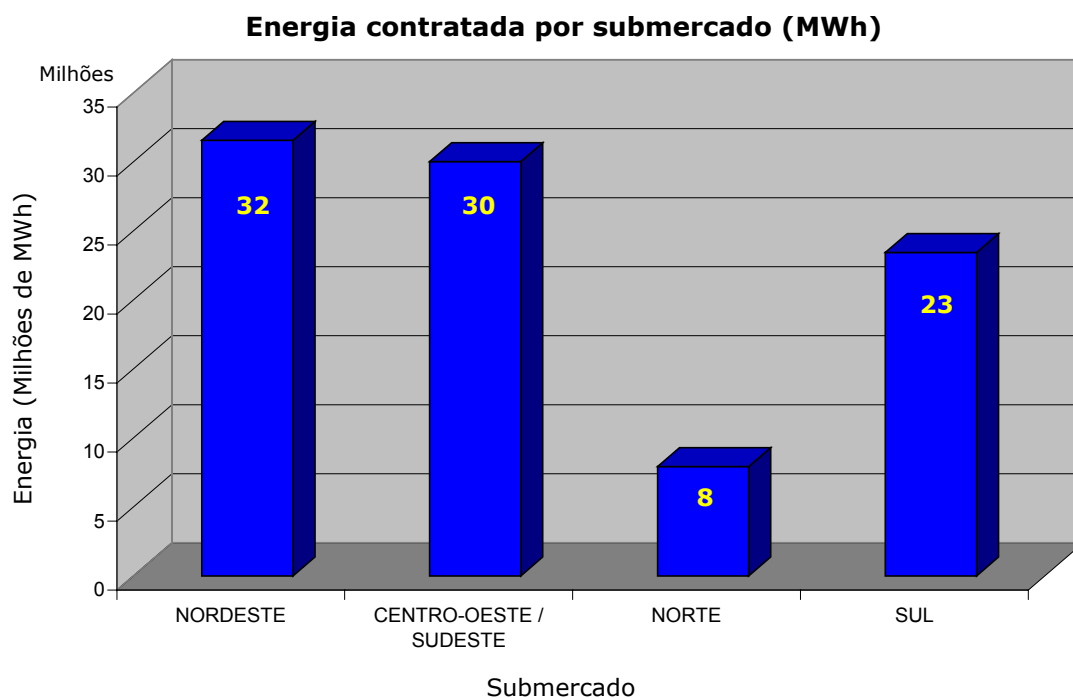


Receita total por vendedor



3.2.4. Energia Contratada por submercado (Vendedor):

SUBMERCADO	TOTAL DE ENERGIA (MWh)
NORDESTE	31.557.600
CENTRO-OESTE / SUDESTE	30.014.784
NORTE	7.924.464
SUL	23.422.752
TOTAL	92.919.600

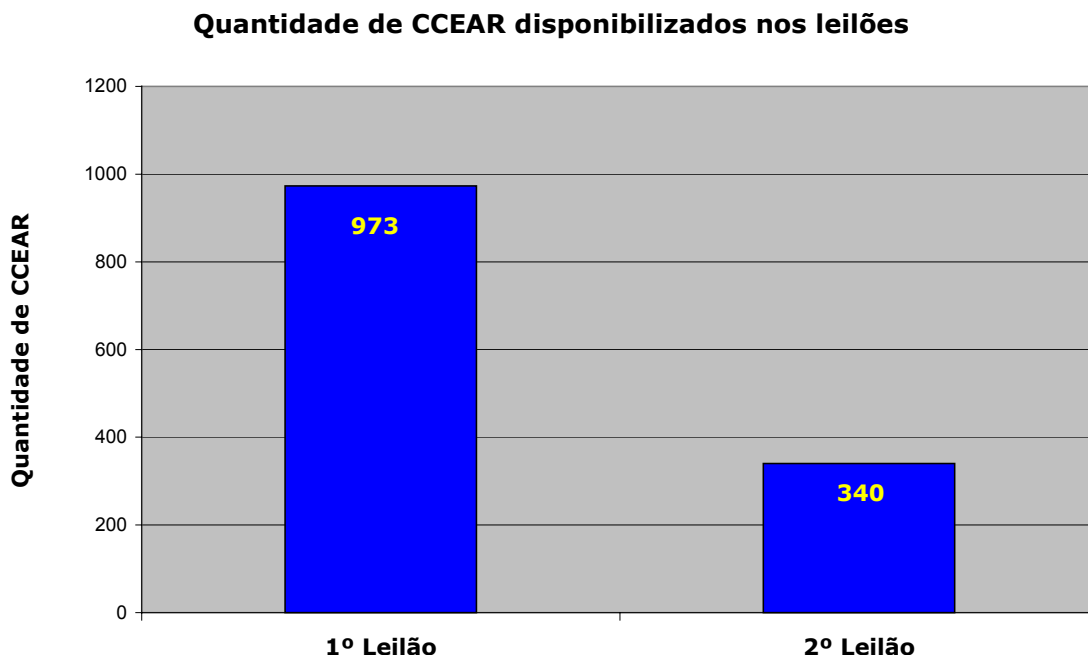


3.2.5. Contratação, em reais, do produto 2008 - 2015 por submercado (Vendedor):

PRODUTO 2008-2015		
SUBMERCADO	TOTAL DE ENERGIA (MWh)	RECEITA
NORDESTE	31.557.600	R\$ 2.623.383.288,00
CENTRO-OESTE / SUDESTE	30.014.784	R\$ 2.495.128.993,92
NORTE	7.924.464	R\$ 658.760.692,32
SUL	23.422.752	R\$ 1.947.133.373,76
TOTAL	92.919.600	R\$ 7.724.406.348,00

3.3. Comparação do 1º com o 2º leilão:

3.3.1 Quantidade de CCEAR disponibilizados:



3.3.2 Quantidade de energia total contratada em MWh e em MW médio:

Produto	Energia Contratada Total	
	em MWh	em MW médio
2005 - 2012	634.938.912	9.054
2006 - 2013	475.608.096	6.782
2007 - 2014	82.190.016	1.172
2008 - 2015	92.919.600	1.325
TOTAL	1.285.656.624	18.333

3.3.3 Preço inicial e preço final por produto negociado nos leilões:

Preço (R\$ / MWh)	Prod 2005	Prod 2006	Prod 2007	Prod 2008
Preço Inicial	80,00	86,00	93,00	99,00
Preço Médio Final	57,51	67,33	75,46	83,13
Diferença	28,11%	21,71%	18,86%	16,03%

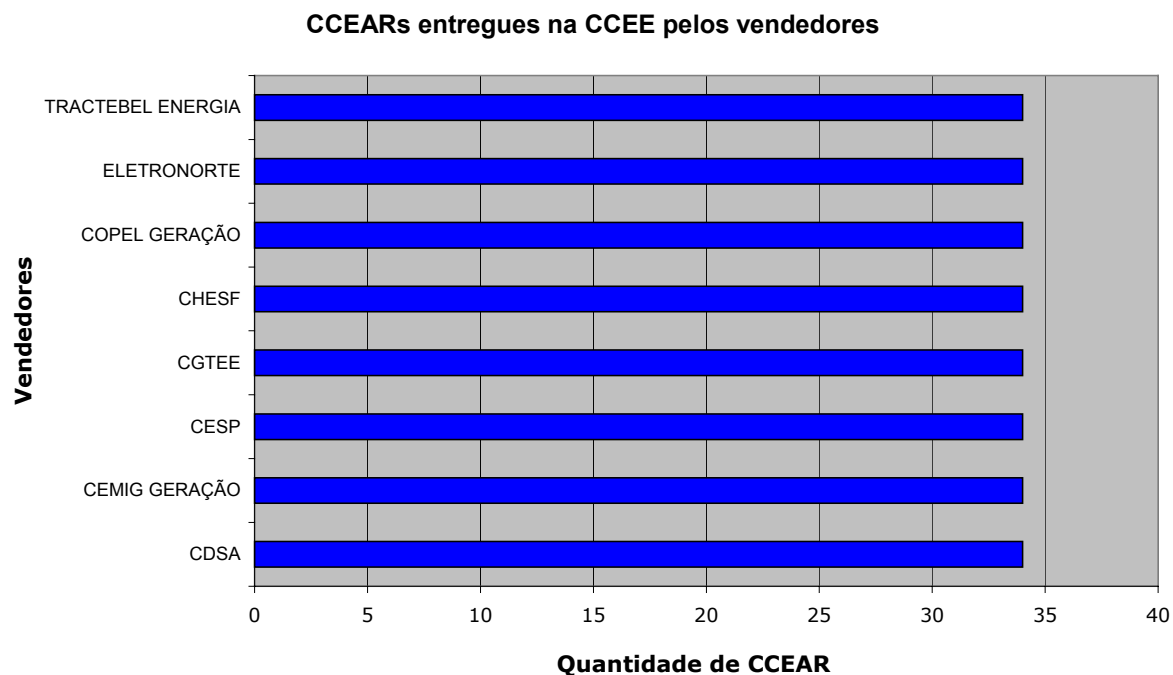
3.3.4 Receita gerada pelos CCEARs por produto negociado nos leilões:

Produto	Energia Contratada Total (MWh)	Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	Receita
2005 - 2012	634.938.912	57,51	R\$36.515.336.829,12
2006 - 2013	475.608.096	67,33	R\$32.022.693.103,68
2007 - 2014	82.190.016	75,46	R\$6.202.058.607,36
2008 - 2015	92.919.600	83,13	R\$7.724.406.348,00
TOTAL	1.285.656.624	64,14	R\$82.464.494.888,16

4. RECEBIMENTO DOS CCEAR

De acordo com os prazos estabelecidos no Procedimento de Comercialização AC.01, versão 2, os compradores do 2º leilão de energia elétrica de empreendimentos existentes, realizado no dia 2 de abril de 2005, tiveram até o dia 14 de abril de 2005 para assinarem e enviarem os CCEARs para os vendedores. Estes, por sua vez, tiveram até o dia 25 de abril de 2005 para assinarem os CCEARs e até o dia 26 de abril de 2005 para entregá-los na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Demonstramos, no gráfico abaixo, o total de CCEAR celebrados por cada vendedor e entregues na CCEE.



5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No 2º leilão de energia existente foram vendidos 1.325 lotes, de 1 MW médio cada, correspondendo a um total de 92.919.600 MWh de energia. A negociação resultou na disponibilização de 272 CCEAR para os compradores e vendedores e 68 que aguardam a celebração após o processo de desverticalização de duas empresas.

O preço médio do produto 2008-2015 foi de R\$ 83,13 reais, num deságio de 16% em relação ao valor de abertura de R\$ 99,00 reais.

A maior quantidade de energia foi negociada no submercado nordeste, onde está localizada a geradora CHESF, que mais vendeu no leilão.

A CHESF foi a geradora que mais vendeu no leilão, com cerca de 31 milhões de MWh a R\$ 83,50. Depois seguem a CESP com 12 milhões de MWh a R\$ 83,50, a TEC com 10 milhões de MWh a R\$ 81,55 e a CDSA que vendeu 9 milhões de MWh a R\$ 83,48.

ANEXO 10 – NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO (CARTILHA)

O Novo Modelo do Setor Elétrico

Ministério de
Minas e Energia



Ministério de Minas e Energia

O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

A energia elétrica tem papel fundamental e estratégico para a sociedade, pois é elemento chave para a inclusão social e o desenvolvimento econômico, bem como para a melhoria da qualidade de vida da população. A predominância da geração hidrelétrica no Brasil traz implicações adicionais ao exigir que se leve em consideração um horizonte de médio e longo prazo, tanto para a operação do sistema, quanto para a sua expansão. Esses aspectos devem ser considerados na formulação de qualquer arranjo institucional que se pretenda estável e duradouro para o setor elétrico brasileiro. Foi o que fez o Ministério de Minas e Energia.

O novo modelo para o setor está desenhado para promover uma importante melhoria na segurança do suprimento de energia. O modelo permite chegar a uma matriz energética que aproveite melhor as vantagens da hidroeletricidade e da energia térmica ao estabelecer uma competição por preços no processo de comercialização da energia. Em termos técnicos, ele permite que se aumente, o grau de confiabilidade do sistema, favorecendo a modicidade tarifária, ou seja, o menor custo possível para o consumidor.

A forma de aumentar a confiabilidade do sistema é reconhecer que a energia "assegurada" de uma termoelétrica tem menor risco que a de uma hidroelétrica. Hoje, a energia “assegurada” de uma hidroelétrica é calculada admitindo 5% de risco de insuficiência de suprimento. O *mix* das duas (hidráulicas e térmicas) aumenta a confiabilidade agregada do sistema. A questão é: quanto se deve pagar por isso? O novo modelo estabelece relações físicas entre as duas fontes e indicará a combinação ótima das fontes, dependendo dos preços que os geradores oferecerem nos leilões. Com isso, obtém-se mais segurança no suprimento a custo mínimo para a sociedade.

O novo modelo harmoniza o papel dos diversos agentes e instituições, criando um quadro favorável ao investimento. O novo modelo promove a modicidade tarifária pela competição aberta entre agentes de geração. Ele limita o *self-dealing* (autocontratação) ao mesmo tempo em que proporciona um quadro atrativo para o investidor privado. Ainda assim, não prejudica o autoprodutor, pois permite seu acesso à energia mais barata e produzida de maneira mais eficiente – as hidrelétricas –, ao mesmo tempo em que protege o consumidor cativo ao exigir, desse autoprodutor, uma compensação pelo acesso a esses recursos. Ele não é centralizante, mas tem mecanismos que dão maior garantia à adimplência e reduzem o favorecimento ou ações concertadas entre agentes.

No novo modelo, o *pool* é um mecanismo de segurança para os consumidores que dependem da energia vendida por distribuidoras, sem prejuízo do estímulo a que agentes consumidores se tornem livres. Incentivar os grandes consumidores a se tornarem livres é uma forma de diminuir a carga sobre o Estado, focando os esforços públicos no atendimento aos pequenos consumidores que continuarão dependentes de distribuidoras. O *pool* diminui o custo da energia das distribuidoras e ajuda a garantir a oferta futura. O autoprodutor e o produtor independente de energia podem tanto vender para o consumidor livre, como participar dos leilões para o mercado regulado. Ao participar das licitações para o aproveitamento de potenciais hidráulicos, o autoprodutor e o produtor independente pagam um prêmio pelo uso do bem público – relativo à parcela usada para consumo próprio ou destinada para o mercado de livre contratação.

O planejamento está no cerne do novo modelo – e contribui para a redução dos custos da energia. Será de responsabilidade do Poder Concedente propor uma oferta de futuros aproveitamentos de fonte de energia com potencial de geração maior que a demanda prevista. O Poder Concedente quer estimular a competição entre os agentes pela construção de usinas mais eficientes. A previsão da demanda será responsabilidade dos concessionários (distribuidoras), que garantirão o crescimento de seu mercado com leilões cinco (5) e três (3) anos à frente.

A energia existente contribui para a estabilidade do sistema, sem ser vendida a preço vil. A energia existente deverá ser vendida em leilões de diversos prazos, de forma que, no futuro, os contratos vençam em datas não coincidentes. Esses prazos deverão ser, no entanto, menores que os prazos dos contratos da energia das novas usinas – que cobrirão o prazo de amortização dos novos investimentos. Os leilões de energia existente serão separados dos leilões de expansão.

O novo modelo propõe uma abordagem firme da questão da inadimplência. É fundamental que os geradores sejam pagos em dia. São previstos mecanismos legais e financeiros para garantir isso: contratos de constituição de garantias, cláusulas de garantia, bem como a exigência de adimplência intra-setorial como pré-requisito para reajustes e revisões de tarifas.

O novo modelo prevê o reforço da função de comercialização, atribuindo à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – o papel de interveniente e de gerente dos contratos bilaterais entre os agentes e de responsável pela gestão das garantias.

O novo modelo reconhece o estágio avançado alcançado que pelas instituições e os agentes setoriais. Ele é fruto de amplo processo de reflexão, troca de informação e expectativa entre o governo e os agentes setoriais (associações de geradores, produtores independentes, transmissores, comercializadores, distribuidores, grandes consumidores, associações de classe e sindicatos, federações, parlamentares, governadores, fórum de secretários estaduais de energia, universidades, etc.). Foram realizadas reuniões técnicas, *workshops*, seminários, debates, consolidação das contribuições apresentadas, configurando-se um amplo diálogo com todos os segmentos da sociedade.

O novo modelo responde de maneira eficiente às principais questões levantadas pela sociedade na esteira do racionamento e dos "apagões". Ele o faz protegendo os consumidores cativos, dando espaço para atuação de todos os agentes (geradores, produtores independentes, autoprodutores, distribuidores, transmissores, comercializadores, consumidores livres) e respeitando contratos. Ele também reduz o risco da "socialização" de prejuízos decorrentes de decisões empresariais equivocadas. Junto à universalização do acesso e do uso da eletricidade, ele se propõe a transformar o Brasil.

Dilma Rousseff
Ministra de Estado de Minas e Energia

1. AS BASES DO NOVO MODELO

O novo modelo proposto pelo Governo institucional do setor elétrico tem os seguintes objetivos principais:

- promover a **modicidade tarifária**, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;
- garantir a **segurança do suprimento** de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
- assegurar a **estabilidade do marco regulatório**, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema; e
- promover a **inserção social** por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

O modelo proposto foca diretamente essas questões, em contraponto ao ordenamento institucional vigente. Nessas condições, os elementos fundamentais do novo modelo são:

- a reestruturação do planejamento de médio e longo prazo;
- o monitoramento, no curto prazo, das condições de atendimento;
- o redirecionamento da contratação de energia para o longo prazo, compatível com a amortização dos investimentos realizados;
- a competição na geração com a licitação da energia pelo critério de menor tarifa;
- a coexistência de dois ambientes de contratação de energia, um regulado (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), protegendo o consumidor cativo, e outro livre (Ambiente de Contratação Livre – ACL), estimulando a iniciativa dos consumidores livres;
- a instituição de um *pool* de contratação regulada de energia a ser comprada pelos concessionários de distribuição;
- a desvinculação do serviço de distribuição de qualquer outra atividade;
- a previsão de uma reserva conjuntural para restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda;
- a restauração do papel do Executivo como Poder Concedente.



* Ambiente de Contratação Regulada (ACR) – onde se dá a compra da energia pelo conjunto das distribuidoras, em leilões, por diversos prazos. As distribuidoras são responsáveis pelo atendimento aos consumidores cativos. Neste ambiente, todos os geradores – incluindo produtores independentes – venderão energia para todas as distribuidoras. Os leilões de energia existente serão separados dos leilões de expansão.

*Ambiente de Contração Livre (ACL) – onde geradoras e produtores independentes comercializarão energia, com preços e quantidades livremente negociados, para os consumidores livres - pela legislação os que têm gasto superior a 3MW. A figura do comercializador está mantida no novo modelo e terá atuação restrita no ACL.

2. A MODICIDADE TARIFÁRIA E ALOCAÇÃO EFICIENTE DOS RECURSOS

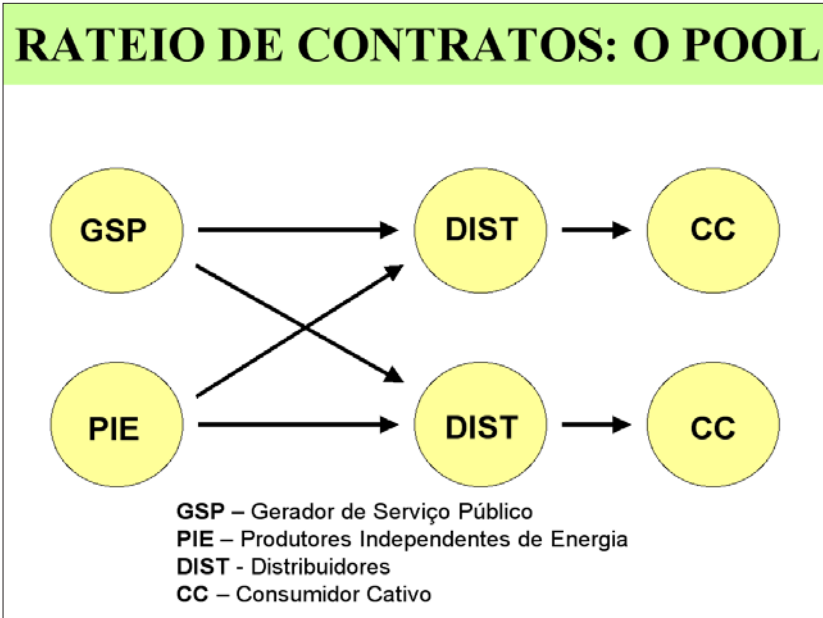
A modicidade tarifária é elemento-chave no atendimento às demandas sociais e às exigências do desenvolvimento econômico. Contribuem para a modicidade tarifária e para a alocação eficiente de recursos:

- ampliar a competição na geração de energia, por meio de licitações pelo critério de menor tarifa;
- garantir o equilíbrio entre a oferta e a demanda por energia, de forma que o consumidor não seja onerado pela falta ou pelo excesso de energia;
- reduzir os riscos associados aos investimentos, com a concessão de licença prévia ambiental e de contratos de compra de energia de longo prazo;
- assegurar que não sejam apropriados custos estranhos à prestação do serviço.

Nesse sentido, o modelo proposto compreende um conjunto de medidas que, integradas, atuam no sentido da modicidade tarifária. São elas:

- a definição de **dois ambientes de contratação** de energia, um regulado, congregando todos os consumidores cativos e os distribuidores, no qual as compras de energia se farão sempre por licitação, pelo critério de menor tarifa, e outro livre, no qual se inscrevem os consumidores livres e os comercializadores, com capacidade de negociar seus contratos de suprimento;

- o estabelecimento da **contratação conjunta por todos os distribuidores**, na forma de um *pool*, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia (o conjunto dos distribuidores perfaz mais de 85% do mercado) e a distribuição equilibrada dos riscos e benefícios da contratação;
- o acesso do **autoprodutor, do produtor independente de energia e do grande consumidor** aos empreendimentos mais eficientes, conferindo incentivos para o bom funcionamento do mercado de livre contratação e tornando efetiva a relação entre os dois ambientes de contratação, com reflexos positivos na formação dos preços e tarifas;
- a **competição na geração** e a existência simultânea dos dois ambientes de contratação, permitindo uma efetiva gestão dos contratos e melhorando o perfil do risco do investidor;
- a reestruturação do **planejamento** setorial, com contestação de preço, permitindo a escolha dos projetos mais eficientes e das soluções mais econômicas para a expansão da oferta;
- a obtenção, pelos vencedores das licitações visando à expansão da oferta, de **contratos de suprimento de longo prazo** (15 a 20 anos), o que tende a reduzir o custo do financiamento e melhora as condições para o investimento;
- a concessão de **licença prévia** ambiental como pré-requisito para as licitações das novas usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, o que reduz riscos para o investidor;
- a exigência da **desverticalização da distribuição**, impedindo que custos estranhos ao fornecimento de energia aos consumidores cativos sejam indevidamente repassados às suas tarifas.



4. A ESTABILIDADE DO MARCO REGULATÓRIO

A regulação é essencial onde existem falhas de mercado, monopólios naturais e os investimentos exijam um longo prazo de maturação. Uma agência reguladora bem estruturada, que a partir das definições políticas gerais, oriundas da legislação e do Poder Executivo, possa exercer seu papel com autonomia, é pré-condição para a expansão do setor elétrico e a atração de investimentos. A qualidade do desenho institucional, onde cada instituição tenha suas funções, atribuições e responsabilidades claramente definidas, é condição essencial para que o sistema funcione cumprindo seus objetivos de eficiência e eficácia.

O novo modelo do setor elétrico estabelece:

- definição clara das funções e atribuições dos diversos agentes institucionais existentes, estabelecendo com nitidez suas responsabilidades e aperfeiçoando sua governança:

- restauração do papel de Poder Concedente do MME;

- reforço das funções reguladora, fiscalizadora e mediadora da ANEEL;

- melhoria da governança do ONS, com ênfase na sua independência;

- atribuições principais dos agentes institucionais existentes:

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

> proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas;

> proposição da licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendados pelo MME (nova função); e

> proposição do critério de garantia estrutural de suprimento (nova função).

Ministério de Minas e Energia – MME

> formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE;

> retomada do exercício da função de planejamento setorial, com contestação pública:

→ por técnica – permite que possíveis interessados, tais como concessionários, universidades, movimentos sociais, consumidores e investidores, tenham a oportunidade de se manifestar, visando a contribuir sobre:

- as premissas utilizadas nos estudos (por exemplo, crescimento da economia, previsão da demanda por energia);

- a estratégia escolhida para a expansão do sistema; e

- o plano de expansão propriamente dito (por exemplo, possibilidades de expansão da oferta não consideradas ou descartadas).

→ por preço – permite que projetos alternativos aos sugeridos pelo planejamento sejam apresentados por investidores no processo de licitação por menor tarifa. O objetivo é garantir a eficiência e a transparência do processo licitatório.

> exercício do Poder Concedente;

> monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do CMSE (nova função); e

> definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de uma reserva conjuntural de energia do sistema interligado (nova função).

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

> mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico;

> realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; e

> licitação para aquisição de energia para os distribuidores.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

> coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado; e

> administração da contratação das instalações de transmissão.

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS

> exercício da função de *holding* das empresas estatais federais;

> administração de encargos e fundos setoriais;

> comercialização da energia da ITAIPU Binacional;

> comercialização da energia de fontes alternativas contempladas pelo Programa de Incentivo de Fontes Alternativas – PROINFA; e

- criação de novas instituições, com o objetivo de complementar o marco regulatório, estabelecendo novas funções e atividades:

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

> execução de estudos para definição da Matriz Energética com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo;

> execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos;

> execução dos estudos do planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão);

- > promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural; e
- > promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e sócioambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

- > administração da contratação de energia no âmbito do ACR:
- > a CCEE atuará como interveniente:
 - nos contratos bilaterais de suprimento que cada gerador firmará com cada distribuidor, na forma de um *pool*, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia, repartindo os riscos e benefícios dos contratos e equalizando o preço da energia para os distribuidores;
 - nos contratos de constituição de garantias que cada distribuidor terá que firmar, a fim de reduzir a inadimplência;
- > exercício das atuais funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

- > monitoramento das condições de atendimento no horizonte de cinco anos; e
- > recomendação de ações preventivas para restaurar a segurança do suprimento, incluindo ações no lado da demanda, contratação de reserva conjuntural, e outras.

5. A ATRATIVIDADE DOS INVESTIMENTOS

COMPETIÇÃO NA GERAÇÃO

O novo modelo, ao limitar o *self-dealing*, retira as barreiras existentes na relação entre distribuidores e geradores que não pertençam ao mesmo grupo econômico. Até agora, somente geradores e distribuidores integrantes de um mesmo grupo controlador tinham incentivos para fazer contratos de longo prazo (*Power Purchase Agreement* – PPAs) e, assim, adquirir condições para contratar financiamentos para novos investimentos. A permissão de um "bônus" de 11,5% sobre o valor normativo (valor máximo pelo qual a compra de energia do distribuidor pode ser repassado às tarifas) tornava a contratação de energia dentro do mesmo grupo econômico altamente atrativa e inibia outras soluções de investimento.

Ao permitir a efetiva competição no segmento de geração, o novo modelo possibilita que, por meio das licitações, sejam estabelecidos, no mercado, contratos de longo prazo entre quaisquer geradores e quaisquer distribuidores. Com isso, é fortalecido o mercado de energia elétrica, que passa a funcionar de forma mais aberta.

Conclusão: **o mercado de geração passa a funcionar de forma transparente, sem barreiras à entrada de novos investidores, aumentando as oportunidades de investimento.**

LICITAÇÃO DA CONCESSÃO

O novo modelo estabelece que será assegurado um contrato de compra de energia, pelo prazo mínimo de 15 anos, aos vencedores dos processos de licitação, para atender expansão do mercado das distribuidoras.

Conclusão: **os novos projetos de geração passam a contar com um instrumento eficaz (PPAs) para a obtenção de financiamentos, possibilitando a redução do risco do investimento.**

O novo modelo exige que os novos projetos hidrelétricos sejam oferecidos à licitação com estudo de viabilidade técnico-econômica e licença prévia ambiental concedida.

Conclusão: **os novos projetos de hidrelétrica têm o risco ambiental controlado, aumentando a previsibilidade do empreendimento (cronograma, etc.) e reduzindo o risco do investimento.**

ESTABILIDADE DA CONTRATAÇÃO

O novo modelo muda o foco da contratação de energia, privilegiando o longo prazo, ao mesmo tempo em que obriga a contratação de 100% do mercado pelas distribuidoras.

Conclusão: **é reduzida a exposição do investidor ao mercado de curto prazo, o que diminui a componente especulativa da comercialização de sua energia.**

O novo modelo permite ao gerador a comercialização de sua energia tanto no ambiente regulado como no livre, com reflexos positivos na formação dos preços e tarifas. A eficiência da contratação é ainda ampliada porque o ajuste nas quantidades de energia contratadas pelas distribuidoras pode ser feito, em até dois anos antes da liquidação, com sobras de energia oriundas de contratos do ambiente livre, o que reduz o risco de sobrecontratação ou de subcontratação.

Conclusão: **o fato de que a comercialização dos contratos de geração e de parte dos contratos de distribuição possa ocorrer, simultaneamente, nos dois ambientes, permite uma alocação mais eficiente dos recursos, com efeitos positivos para atratividade dos investimentos.**

CONTROLE DA INADIMPLÊNCIA

O novo modelo estabelece um maior controle da inadimplência mediante a exigência de contratos de constituição de garantia e, também, ao exigir plena quitação das obrigações intra-setoriais como requisito essencial para os processos de reajuste e revisão tarifária.

Conclusão: **ao estabelecer uma política de combate à inadimplência, o modelo favorece a atratividade dos investimentos.**

6. A TRANSIÇÃO

- **respeitar os contratos existentes;**
- **não gerar aumentos tarifários;**
- **criar ambiente propício para a retomada de investimentos.**

Para críticas, sugestões, dúvidas ou apenas entrar em contato com o autor, envie e-mail para: katialuciane@yahoo.com.br ou katia_neira@hotmail.com